



UNIVERSIDAD  
**NACIONAL**  
DE COLOMBIA

# **DESECONOMÍAS DE ESCALA EN LOS MEGA-PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS**

**HÉCTOR MAURICIO ARTEAGA OSORNO**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas  
Departamento de Ingeniería de la Organización  
Medellín, Colombia  
2017



# DESECONOMÍAS DE ESCALA EN LOS MEGA-PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

**HÉCTOR MAURICIO ARTEAGA OSORNO**

Tesis o trabajo de investigación presentada(o) como requisito parcial para optar al título  
de:

**Magister en Ingeniería Administrativa**

Director (a):

M.Sc. Luis Diego Vélez Gómez

Línea de Investigación:

Centrales Hidroelectricas

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas,  
Departamento de Ingeniería de la Organización

Medellin, Colombia  
2017



## *Dedicatoria*

*A Lina, Nicolás, Juan y Gladis,  
mis grandes amores...*



## **Agradecimientos**

Agradezco a todos aquellos que de una u otra forma apoyaron la elaboración de esta tesis. Especialmente al profesor Luis Diego Vélez Gómez profesor asociado a la Universidad Nacional de Colombia, quien en su calidad de director de tesis entregó todo su conocimiento, tiempo y dedicación para que se culminara este proyecto.





## Resumen

Esta investigación examina el comportamiento de los costos de las diferentes referencias (estudios e investigaciones, infraestructura, costo de la presa, etc), según la capacidad instalada de cada central hidroeléctrica (picocentrales, minicentrales, etc), mediante la aplicación de las definiciones de economía y diseconomía de escala. El objetivo principal de esta tesis, fue elaborar un modelo que permita predecir el comportamiento de dichos costos, con respecto a la capacidad de generación que posee cada central hidroeléctrica. En cuanto al análisis de datos, es importante resaltar que el principal método utilizado fue la regresión lineal, combinado con un análisis de máximos y mínimos por medio de los criterios de la primera y segunda derivadas; la cual se aplicó a cada una de las referencias incluidas en este trabajo. Como conclusión, se obtiene que la mayoría de las diferentes referencias presenta economías de escala, sin embargo, el principal factor de costo en un proyecto hidroeléctrico presenta diseconomía de escala.

**Palabras clave:** Hidroeléctricas, costos, regresión lineal, puntos de inflexión.

## Abstract

This research examines the behavior of the cost in different references (studies and investigations, infrastructure, cost of the dam, etc.), according to the installed capacity of each hydroelectric power station (peak plants, miniplants, etc.), applying the definition of economies and diseconomies of scale. The aim of this research was to develop a model that allows predicting the behavior of these costs, with respect to the generation capacity of each hydroelectric plant. Data analysis was developed with linear regression analysis

combined with first and second derivative criteria for maxima and minima, which was applied to each of the references included in this work. In conclusion, we can said that the majority of references present economies of scale, however, the main cost factor in a hydroelectric project presents diseconomies of scale.

**Key words:** Hydroelectric, costs, linear regression, inflection points

# Contenido

	Pág.
<b>Introducción .....</b>	<b>1</b>
<b>1. Cuáles son los verdaderos costos de los megaproyectos hidroeléctricos .....</b>	<b>3</b>
1.1 Antecedentes .....	3
1.1.1 Un análisis para Colombia .....	7
1.1.2 Resumen .....	9
<b>2. Economías de escala y costos .....</b>	<b>13</b>
2.1 Costos .....	13
2.2 Definición de las economías de escala .....	15
2.2.1 ¿De dónde vienen las economías de escala? .....	18
2.2.2 Las indivisibilidades son más probables cuando la producción es intensiva en capital .....	19
2.3 El concepto de curva de aprendizaje .....	19
2.4 La división del trabajo .....	20
<b>3. El significado de las mega-represas a nivel mundial .....</b>	<b>21</b>
3.1 Análisis sobre las grandes represas hidroeléctricas .....	22
3.1.1 La decisión bajo incertidumbre .....	23
3.1.2 Tres pasos para la vista exterior .....	24
3.1.3 Medidas y datos .....	25
3.1.4 Análisis .....	27
3.1.5 Resultados e Interpretación .....	27
3.2 Análisis estadístico preliminar del desempeño de los costos .....	28
3.3 Análisis estadístico preliminar del comportamiento del calendario .....	32
3.4 Análisis de regresión multinivel de costo y comportamiento del calendario .....	34
3.5 H1: Más grande es malo (Deseconomías de Escala) .....	38
3.6 H2: Más largo es más costoso (Retrasos en los proyectos) .....	40
<b>4. El caso de Colombia .....</b>	<b>43</b>
4.1 ¿Cómo conocer los puntos de inflexión o mínimos donde se pasa de economía de escala a deseconomía de escala? .....	43
4.1.1 Metodología .....	43
4.2 Tipos de plantas de generación .....	45
4.3 Estructura general de costos de generación .....	46
4.3.1 Estudios e investigaciones .....	48
4.3.2 Predios .....	50
4.3.3 Infraestructura .....	50

---

4.3.4	Obras Civiles .....	53
4.3.5	Captaciones y Desarenadores .....	57
4.3.6	Conducciones .....	60
4.3.7	Casa de Máquinas .....	64
4.3.8	Descarga.....	68
4.3.9	Equipos hidromecánicos, de generación y auxiliares .....	71
4.3.10	Ingeniería .....	74
4.3.11	Costos Financieros preoperativos .....	76
<b>5.</b>	<b>Conclusiones y Recomendaciones .....</b>	<b>81</b>
5.1	Conclusiones .....	81
5.2	Recomendaciones .....	84
<b>6.</b>	<b>Bibliografía .....</b>	<b>85</b>

## Lista de figuras

	Pág.
<b>Figura 1-1.</b> Depreciación del peso colombiano 1970. ....	9
<b>Figura 2-1.</b> Una curva de costo medio en forma de U. ....	17
<b>Figura 2-2.</b> Una curva de costo medio en forma de L. ....	17
<b>Figura 2-3.</b> Curvas de costo medio en la producción de latas. ....	18
<b>Figura 2-4.</b> Costo medio de corto plazo versus costo medio de largo plazo. ....	19
<b>Figura 3-1.</b> Distribución de la muestra de 245 represas grandes (1934-2007), a través de cinco continentes. ....	26
<b>Figura 3-2.</b> Traza de la densidad del costo estimado /real (sobrecosto) en términos de moneda constante local con la mediana y la media (N=245). ....	29
<b>Figura 3-3.</b> Ubicación de las represas más grandes en el mundo y los sobrecostos. ....	30
<b>Figura 3-4:</b> Inexactitud en las estimaciones de costos (moneda local, precios constantes) para las grandes represas durante los años 1934-2007. (N=245). ....	31
<b>Figura 3-5:</b> Trazo de la Densidad de deslizamiento de calendario (N = 239) con la mediana y la media. ....	32
<b>Figura 4-1:</b> CII en función de la capacidad. ....	47
<b>Figura 4-2:</b> Estudios e investigaciones. ....	49
<b>Figura 4-3:</b> Costos de líneas de transmisión para diferentes potencias. ....	51
<b>Figura 4-4:</b> Ajuste del costo de la presa para las PCHs. ....	54
<b>Figura 4-5:</b> Costos de la presa de la hidroeléctrica según su potencia. ....	55
<b>Figura 4-6:</b> Análisis del costo de la captación/desarenador. ....	58
<b>Figura 4-7:</b> Análisis del costo de la conducción. ....	61
<b>Figura 4-8:</b> Análisis del costo de la conducción. ....	63
<b>Figura 4-9:</b> Ajuste del costo de la capacidad de la casa de máquinas para las PCH's... ..	65
<b>Figura 4-10:</b> Análisis de costos de la casa de máquinas. ....	66
<b>Figura 4-11:</b> Análisis de costos de la descarga. ....	69

<b>Figura 4-12:</b> Análisis de costos de equipos hidromecánicos, de generación y auxiliares. ....	73
<b>Figura 4-13:</b> Análisis de costos de ingeniería. ....	75
<b>Figura 4-14.</b> : Análisis de costos financieros preoperativos. ....	77

## Lista de tablas

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 3-1.</b> Variables y características usadas en la regresión multinivel para los sobre costos y deslizamiento de calendario. ....	28
<b>Tabla 3-2:</b> Estadística descriptiva y correlaciones (N = 245). ....	34
<b>Tabla 3-3:</b> Resumen de datos de sobrecostos para proyectos de electricidad. ....	39
<b>Tabla 3-4:</b> Resultados resumidos para dos hipótesis sobre sobrecostos de construcción por clase de referencia según el tipo de generación. ....	41
<b>Tabla 4-1:</b> Estudios e investigaciones. ....	48
<b>Tabla 4-2:</b> Costos de líneas de transmisión para diferentes potencias. ....	51
<b>Tabla 4-3:</b> Costos de la presa de la hidroeléctrica según su potencia. ....	55
<b>Tabla 4-4:</b> Análisis del costo de la captación/desarenador. ....	57
<b>Tabla 4-5:</b> Análisis del costo de la conducción. ....	61
<b>Tabla 4-6:</b> Análisis de costos de la casa de máquinas. ....	66
<b>Tabla 4-7:</b> Análisis de costos de la descarga. ....	69
<b>Tabla 4-8:</b> Análisis de costos de equipos hidromecánicos, de generación y auxiliares. .	72
<b>Tabla 4-9:</b> Análisis de costos de ingeniería. ....	74
<b>Tabla 4-10:</b> Análisis de costos financieros preoperativos. ....	77
<b>Tabla 4-11:</b> Resumen de Resultados. ....	79

## Lista de Símbolos y abreviaturas

**A:** Arancel

**ANDEG:** Asociación Nacional de Empresas Generadoras

**ASIC:** Se encarga del registro de las fronteras comerciales y de los contratos a largo plazo

**CCR:** Concreto compactado con rodillo

**CI:** Costo de instalación

**CIF:** Cost Insurance and Freight (Costo Seguro y Flete)

**CND:** Centro Nacional de Despacho: Se encarga de preparar el despacho de la generación y la coordinación de los distintos agentes de la operación del SIN

**Coefficiente de producción:** Relación entre caudal y energía producida por la máquina

**CREG:** Comisión de regulación de energía y gas: Su objetivo principal consiste en asegurar una adecuada prestación del servicio de energía eléctrica al usuario en términos de calidad, oportunidad y costo

**ECDBC:** Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono

**FANZI:** Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas

**FOB:** Free on Board (libre a bordo)

**GEI:** Gases de efecto invernadero

**IPSE:** Instituto de planificación y promoción de soluciones energéticas



**KW:** Kilowatt

**LAC:** Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional. Se encarga de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

**NBC:** Nacionalización, bodegaje y carta de crédito

**OLADE:** Organización latinoamericana de energía

**SDDP:** Stochastic Dual Dynamic Programming

**SIN:** Sistema interconectado nacional

**SIPR:** Sistema de Información de Potencialidad y Restricciones

**SSPD:** **Superintendencia de servicios públicos domiciliarios.** Se encarga de hacer el control y vigilancia.

**TMS:** Transporte marítimo y seguros

**TSI:** Transporte y seguros internos

**UPME:** **Unidad de planeación minero energética.** Se encarga de definir el plan de expansión de referencia del sector eléctrico para atender la demanda

**WEC:** World Energy Council



# Introducción

El continuo cambio en la sociedad, sus prácticas y requerimientos, ha llevado a que cada vez se genere una mayor demanda de energía eléctrica. Esta creciente necesidad requiere de un gran esfuerzo en la búsqueda de nuevas fuentes que permitan satisfacer esta demanda. Hoy en día ha tomado importancia la generación eléctrica amigable con el medio ambiente, donde la principal fuente que cumple con este requerimiento, es la del tipo hidroeléctrica.

Este estudio surge como respuesta a la necesidad de obtener un análisis más profundo en la evaluación de las centrales hidroeléctricas, como elemento predictivo y certero en la realización de presupuestos. Una de las grandes pretenciones con esta investigación, fue crear una herramienta que permita facilitar la elaboración de presupuestos, mediante modelos cuantitativos, logrando de este modo una mayor asertividad en la planeación, lo que finalmente se traduce en economía a todo nivel en el proyecto hidroeléctrico.

Adicional a los sobrecostos que acompañan sistemáticamente los proyectos hidroeléctricos, también están los desfases en el calendario de ejecución de dichos proyectos. Esta referencia es analizada desde un punto cualitativo, pues la información que se posee de esta es muy poca. Sin embargo, fue posible lograr un estudio que permite tener una visión donde se puede conocer el comportamiento de estos deslizamientos de calendario.

La principal fuente de datos para la realización de este análisis fue la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), debido a que los estudios para predicción de costos en las centrales hidroeléctricas en Colombia son escasos, y fue la única de donde se logró tomar información. Siendo lo anterior, a su vez, una limitante para lograr modelos más precisos.

La metodología empleada para la elaboración de este trabajo de grado fue la siguiente:

Tabulación de datos

Regresión lineal

Regresión no lineal

Análisis de máximos y mínimos

Análisis de puntos de inflexión

Esta metodología permitió conocer las diferentes tendencias sobre los costos de cada una de las referencias estudiadas, según la capacidad instalada de cada central hidroeléctrica.

Este trabajo está dirigido a mejorar los procesos de planeación de presupuesto y tiempo de ejecución de los proyectos hidroeléctricos, debido a que en la actualidad este sector carece de asertividad en estos dos aspectos.

# **1. Cuáles son los verdaderos costos de los megaproyectos hidroeléctricos**

## **1.1 Antecedentes**

El uso del agua es absolutamente necesario a nivel industrial, y de manera particular en la generación de energía eléctrica y en la agricultura. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) calculó la extracción mundial de agua para la producción energética para 2010 en 583.000 millones de metros cúbicos (alrededor del 15% de la extracción total del planeta), de los cuales se consumieron 66 millones de metros cúbicos (Otero, 2015). Por tal razón, la producción de energía tendrá un enorme costo de oportunidad, que obliga a seleccionar las tecnologías óptimas desde el punto de vista de los costos reales. El término costos, denota el valor de los recursos utilizados en un proyecto y el término beneficios, se refiere al valor de los bienes y servicios que produce un proyecto (IDE World Bank, 1997). Por ello se recomienda aplicar rigurosamente el análisis beneficio–costo en los fines del dilema energético (Vélez, 2016).

Para responder a la misma pregunta formulada por (Ansar et al., 2014) sobre la posibilidad de construir más megaproyectos hidroeléctricos, se encontró que en la actualidad existen 245 represas que según sus características se catalogan como de escala monumental; es decir son grandes represas que cumplen con al menos uno de los tres criterios sobre: altura de muro (presa) (150 m), volumen de la presa (15 millones de m<sup>3</sup>), y capacidad de almacenamiento del embalse (25 km<sup>3</sup>) (Nilsson et al., 2005).

Explorados los costos absolutos de grandes represas hidroeléctricas, una represa con una capacidad instalada de 630 MW tiene en promedio un costo de USD 2.8 millones a precios de 2010 por MW instalado (Ansar et al., 2014).

El auge de la construcción de mega-represas hidroeléctricas está en marcha, desde Colombia hasta China y Brasil; pero aún sigue sin resolverse la pregunta, si los beneficios

de las represas serán mayores que los costos, debido a que los costos ocultos son demasiados y de ellos se tiene poco o ningún control. Dichos costos se ven reflejados principalmente en el impacto social y ambiental.

Los megaproyectos hidroeléctricos son una de las infraestructuras más costosas entre las diferentes fuentes de energía; no obstante, se suelen tener imprevisiones sobre componentes no planeados en el diseño original, los que analizados desde el punto vista estadístico, sugieren que independientemente del año o década en la que se construye una represa se presentan errores significativos en su ciclo de costos. Del mismo modo, no hay una tendencia lineal que indique la mejora de los errores de previsión; es decir, hay poco aprendizaje de las equivocaciones del pasado. Por la misma razón, las previsiones de los costos de las represas que se están realizando hoy en día son probablemente tan deficientes como lo fueron en las décadas pasadas, lo cual significa que se persiste en fallas estándar en la toma de decisiones de estos proyectos (Vélez, 2011).

Un análisis realizado por (Ansar et al., 2013) arrojó los siguientes resultados:

- Las grandes represas construidas alrededor del mundo toman mucho más tiempo de lo previsto por los planificadores.
- América del Norte, con un 27% promedio en el rebasamiento del calendario de ejecución tiene el mejor desempeño.
- Los calendarios de ejecución y la escala del proyecto están relacionados directamente.
- Ocho de cada diez grandes represas rebasó el tiempo previsto.
- El calendario de ejecución real fue en promedio superior al 44% (2 o 3 años) a lo previsto con una mediana de 27% (o 1,7 años).
- Las represas requieren un extenso análisis de viabilidad técnico y económico, gruesos estudios del impacto socio - medioambiental, y pesadas negociaciones políticas. El calendario de implementación real, reportado, no tiene en cuenta los largos plazos gastados en la preparación de los proyectos.
- Los ciclos de implementación reales están por encima del promedio de 8.6 años aproximadamente, requerido para construir una gran represa.
- El desfase temporal entre el momento en que los usuarios necesitan los beneficios específicos y el tiempo en que estos beneficios están en línea no está minimizado.

- Se encontró que un incremento en la duración estimada de un año contribuye a un incremento en el sobrecosto de aproximadamente 5%-6% dependiendo del país, mientras que se sostenga una tasa de inflación constante.
- Se encontró que, aunque los riesgos geológicos son predecibles, es poco lo que los planificadores hacen para protegerse contra ellos. Una investigación geológica exhaustiva de una gran represa puede costar tanto como un tercio del costo total de la obra.
- Las paredes de las represas son construcciones a medida, vinculadas a las características geológicas y otras medidas específicas del sitio de localización. En contraste con la capacidad instalada, la cual está fabricada fuera de sitio de una manera modular.
- Se encontró que los componentes del proyecto, que requieren de construcción local p.ej. la pared de la represa, son más propensos a errores de calendario que los componentes fabricados fuera de sitio, p.ej. turbinas de generación.
- Los diseños de los proyectos que procuran reducir los componentes construidos localmente, a favor de mayores elementos modulares y fabricados fuera del área del proyecto pueden reducir la incertidumbre de los calendarios.

Se puede inferir entonces que el esquema del ciclo acumulado de los costos, que va desde la formulación del proyecto, hasta su terminación, pasando por su ejecución y operación; lo cual representa el horizonte de planificación, está determinado por alguna de las siguientes dimensiones, dependiendo de la fase en la cual se encuentre el proyecto: Económica, ambiental y social (Vélez, 2016).

Económica: En esta dimensión se presentan riesgos como:

- Relación entre componentes locales y componentes importados.
- El nivel de inversión (sobreendeudamiento), los impactos inflacionarios y las alteraciones cambiarias.
- Modificación de la relación Beneficio/costo por efectos imponderables de algunos componentes no previstos.

Ambiental: En esta dimensión se presentan riesgos como:

- Daño ambiental – alteración de los flujos del ecosistema
- Cambio de usos del suelo
- Destrucción de recursos naturales y agotamiento del capital natural de las regiones.
- Costo de oportunidad en las actividades del sector primario (Agricultura, pesca ganadería, minería).

Social: En este segmento se presentan riesgos como:

- Desplazamiento forzado de personas y costo de reasentamientos
- Efecto fiscal de los asentamientos hidroeléctricos por el uso intensivo de tierras.

Dado que cada una de estas tres dimensiones incorpora un alto nivel de relevancia en el proyecto, su magnitud exige una forma de valorar sus riesgos y de establecer prioridades para reducirlos. Aunque estas tres dimensiones determinan el valor total de los proyectos, este trabajo se enfoca en el análisis económico que exige la realización de ajustes inaplazables en el ciclo de costos de los megaproyectos. Esta decisión debe tomarse pronto porque postergarla eleva de manera acumulativa los costos económicos lo cual hace finalmente inviable cualquier megaproyecto hidroeléctrico. Igualmente, los beneficios de este tipo de proyectos no se distribuyen de manera uniforme, dado que a nivel regional sus beneficios son limitados mientras que a nivel nacional sus impactos son magnificados (Vélez, 2016).

Según el texto: aspectos económicos de los proyectos del sector público (Vélez, 2011), dentro del ciclo acumulado de costos lo más importante es la definición del "costo de montaje", que se trata como "el proceso de instalación de los implementos para la realización de la obra civil, y la configuración de los componentes y equipos antes del inicio de la operación comercial". Esta definición, aunque concisa, también se conoce a veces como costo de "Ingeniería, Construcción y Arranque" (World Bank, 1997) la cual es un componente muy sensible porque no siempre conduce a los números exactos, dado que la información detallada de los costos es a menudo la del inversionista. Esta información va creando una discrepancia potencial entre los impactos no reportados públicamente, es decir "fuera de los libros" y los costos privados. Un ejemplo de esta discrepancia es "la negociación de tierras".



### 1.1.1 Un análisis para Colombia

Para el caso de Colombia, este tipo de proyectos son seleccionados principalmente por el método de licitación pública. Los criterios utilizados para este análisis son: Precio y Tecnico (calidad y económicos) (Ley 1150 de 2007). Desde el punto de vista legal y normativo se tiene la minimización de costos como una estrategia para obtener mejores resultados en las entidades públicas (Rojas López, Valencia Corrales, & Cuartas Parra, 2017).

Sin embargo, la tendencia del sector público en Colombia por adjudicar a los precios bajos en los procesos de contratación presenta un fenómeno de corrupción elevado, dado que existen contratistas que manipulan la información con el objetivo de presentar una oferta de bajo precio que permita adjudicarse la licitación, pero luego realizan cambios contractuales aun sin que exista suficiente justificación, esto porque en la norma colombiana se permiten adiciones presupuestales al presupuesto hasta del 50% del valor original del contrato (Martinez Cardenas & Ramirez Mora, 2006).

Cuando se direcciona de manera equivocada una política de reducción de costos y gastos se corre un alto riesgo de perder de vista el objetivo de lograr un producto de Calidad, y se pone en segundo plano el cumplimiento de los tiempos presupuestados. Este gerenciamiento que al comienzo genera reducción de costos, es insostenible en el tiempo lo que conlleva a incumplimientos de los presupuestos (Rojas López, Valencia Corrales, & Cuartas Parra, 2017).

Algunos ejemplos de desbordamiento de presupuesto son:

Aunque no clasifica por las dimensiones elegidas anteriormente como Megaproyecto, es el la hidroeléctrica Bonyc. Esta obra, propiedad de EPM, ubicada en territorio panameño, de 31,8 MW y 44 metros de altura, reveló seriamente las imprevisiones sobre las consideraciones de los marcos institucionales, territoriales y ambientales. El proyecto que debía entrar en operación en 2006 alcanzó un retraso de 8 años y solo pudo entrar en operación con su primera turbina de generación en 2014. Dicho retraso, ocasionado principalmente por la prolongación de los tiempos de negociación, de un convenio de compensación y benéfico con las comunidades indígenas, expresan no solo errores en la afinación de los trámites legales y ambientales, sino también imprevisiones sobre el área donde inicialmente se tenía previsto asentar la casa de máquinas. Esto, desde luego

reveló la calidad inferior del estudio geológico y afectó el diseño original del proyecto en los componentes de túneles de conducción y casa de máquinas (EPM, Proyecto BONYC, 2015 Panamá) (Vélez, 2016).

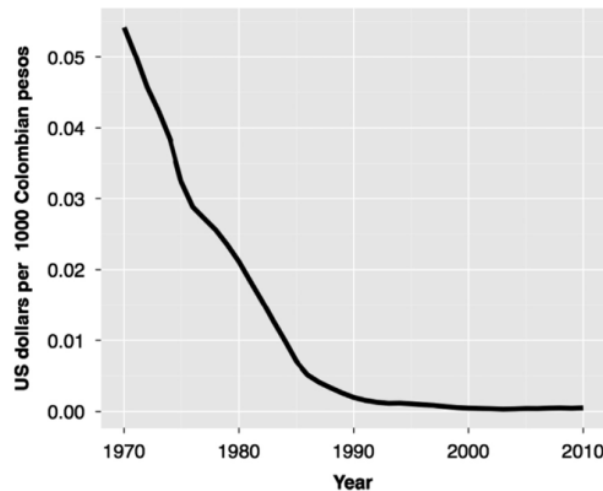
En este sentido el valor total de la inversión, incluyendo los costos financieros, alcanzó los 314 millones de dólares, cifra seis veces mayor a la estimada en 2003 (52 millones de dólares), es decir, que paso de un costo de 1700 dólares por kilovatio instalado a 9874 dólares por kilovatio instalado, lo que equivale a casi 6 veces más que lo presupuestado inicialmente (Vélez, 2016).

Otro caso ilustrativo de sobrecostos y extensión de calendario es el proyecto de Guavio, ubicado en la vertiente oriental de la cordillera oriental de Colombia. Con un embalse útil de 950 millones de mts<sup>3</sup>, una altura de presa de 248 m y una capacidad de generación 1200 MW, con 5 unidades de 240 MW, y 700 MW más en la segunda etapa con 3 generadores (la segunda etapa no posee equipos instalados por falta de presupuesto); este proyecto en 1981 proyectaba un costo de 566 millones de dólares. Sin embargo los retrasos y problemas referentes a la no disponibilidad de predios, sumado a las dificultades administrativas y financieras de la empresa propietaria, obligaron a una reprogramación del calendario e igualmente a unos ajustes en los diseños; que elevaron el costo a 1.303,1 millones de dólares de 1981. Para 1991 el proyecto se incrementa en 442 millones de dólares más, de los cuales 319,8 millones (72,3%) corresponden a intereses de nuevos créditos obtenidos para financiar pagos a contratistas. En síntesis para 1991 el costo total del proyecto ascendía a 2494 millones de dólares, casi 4 veces su valor inicial y un retraso de 6 años. Ello porque se esperaba que las pruebas de las primeras unidades iniciaran en julio de 1986. Bajo estas circunstancias el proyecto Guavio significó solo una rentabilidad del 6,98% de su inversión residual, dado que fue concluido por ISA. S.A bajo la circunstancias de la crisis energética de 1992, además de que significó la quiebra de su inicial propietario: la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (Vélez, 2016).

Para ejemplificar otro acontecimiento de imprevisión mayúscula, se muestra el caso del proyecto hidroeléctrico “Chivor”. El estudio de formulación de este proyecto fue optimista en el sentido de que no habría cambios en la tasa de cambio entre el peso colombiano y el dólar estadounidense, durante el periodo de construcción (1970-1977). Sin embargo, según el Banco Mundial: " Ninguna concesión ha sido hecha para las futuras fluctuaciones posibles del

tipo de cambio”. Este enfoque se justifica por la experiencia reciente en Colombia, donde el Gobierno ha venido aplicando la política progresista de ajuste rápido a las condiciones cambiantes de la economía” (World Bank, 1970). No obstante, la moneda colombiana se devaluó casi un 90% frente al dólar estadounidense como se evidencia en la figura 1-1 (Vélez, 2016).

**Figura 1-1.** Depreciación del peso colombiano 1970.



Fuente: (World Bank, 1970).

Con esta devaluación en la tasa de cambio se provocó un sobre costo del 32% en términos de pesos colombianos reales, devaluación que fue la causante de un aumento del 12% de la deuda externa colombiana (Vélez, 2016).

### 1.1.2 Resumen

En definitiva, se hace preciso un análisis más profundo de cada una de las principales variables: Económica, ambiental y social que implican un proyecto hidroeléctrico, más aún cuando las dimensiones de la represa pueden llegar a clasificarla como Mega Represa (Mega Proyecto), ya que la omisión de cualquier aspecto por insignificante que parezca, puede generar un impacto de gran envergadura en los costos totales del proyecto.

La utilización y el manejo de la fuerza del agua son fundamentales para la economía del país y para establecer las condiciones básicas del desarrollo regional, sin embargo, hoy

se presume que las grandes represas no son la manera de hacerlo, a menos que las medidas de gestión de riesgos puedan ser las adecuadas (Vélez, 2016).

El auge en la construcción de hidroeléctricas alrededor del mundo ha puesto de manifiesto los graves errores que se han cometido a lo largo de la historia para la ejecución de estos proyectos. Aunque se presentan muchos debates sobre el beneficio real de una hidroeléctrica, sigue sin resolverse si los beneficios serán mayores que los costos. Esto debido a que: La estimación del presupuesto de los proyectos hidroeléctricos juega un papel importante en la actualidad; dado que la demanda creciente de energía eléctrica y la generación de esta por mecanismos limpios, incentiva la necesidad de desarrollar nuevos esquemas, haciendo que la tarea de la estimación correcta de los costos de proyectos hidroeléctricos sea de vital importancia para evaluar la viabilidad económica de los mismos (Hurtado, 2011).

Se presume que aun antes de contabilizar impactos negativos en la población humana y en el entorno, los costos de construcción reales de grandes represas son demasiado altos para dar un rendimiento positivo. Esto se explica inicialmente porque los expertos (por ejemplo, estadísticos, ingenieros, o economistas) y los gobernantes nacionales y locales son sistemáticamente optimistas sobre el tiempo, los costos y los beneficios de una decisión de este tipo. En general los funcionarios con poder de decisión, actúan la mayor parte del tiempo con juicios a priori que oscilan entre la *“ilusión psicológica”* y el *“engaño político”*. En consecuencia, sus juicios optimistas son a menudo motivados por el engaño o por la tergiversación estratégica de los promotores del proyecto (Ansar et al., 2014).

Ya se trate de la ilusión o del engaño, la toma de decisiones en las grandes represas hidroeléctricas, sistemáticamente están afectadas por los siguientes errores:

Errores en la identificación, cuantificación y valoración de los costos. Igualmente fallas en el establecimiento del programa de ejecución, por causa de previsiones muy optimistas (Ansar et al., 2014).

En consecuencia, el impacto económico de un sobre costo en la construcción va en contravía de la justificación económica del proyecto. Ante esta situación la pregunta sería ¿Cuál es el riesgo de que los costos puedan superar los beneficios de un proyecto

hidroeléctrico? Una mayor cuantía económica y retrasos, son por lo tanto grandes indicadores del fracaso del proyecto (Flyvbjerg, 2003).

Un sobrecosto puede ser crítico para las políticas de fijación de tarifas de electricidad dado que estas se basan en los costes económicos medios, y en tal caso la subvaloración de tales estimaciones conlleva alteraciones abruptas en su fijación. El impacto financiero de un sobrecosto significa también una presión sobre la empresa inversionista y sobre el regulador (CREG) (Vélez, 2016).

Por su parte, la inexactitud entre los pronósticos de los directivos y los resultados reales, en relación con los costos de construcción, o los sobrecostos y el calendario de ejecución, así como movimiento y aplazamiento de fechas, retrasan los beneficios, y además exponen los proyectos a riesgos tales como: un aumento de los gastos financieros o una inflación progresiva, lo cual puede requerir toda la revisión del alza en las tarifas nominales de electricidad (Vélez, 2016).

Para resolver las preguntas sobre el real balance beneficio-costos de las inversiones hidroeléctricas, o las que puedan surgir de errores derivados del optimismo o la tergiversación de los costos, existe una respuesta: Si bien el futuro permite conocer los resultados de las grandes inversiones, para este eventual resultado se puede considerar un proyecto hidroeléctrico como un activo de riesgo, que debe ser valorado. En tal caso se puede investigar empíricamente y gestionar el proyecto utilizando el método del "pronóstico por clase de referencia" (RCF) o las técnicas del "vista exterior" (Kahneman & Lovallo, 1993); esto, para que en lugar de esperar, con algún optimismo, que los hechos no vayan en contra del desempeño real de los costos, las autoridades políticas, financieras y administrativas puedan tener una información confiable sobre los costos de las grandes represas a efecto de decidir sobre las diferentes opciones de riesgo representadas en sus proyectos (Vélez R., 2016).

Para este trabajo de grado se usará el término "componente" con el fin de discriminar los elementos tangibles tales como presa, sala de máquinas, etc., esto para lograr claridad en el uso del lenguaje y poder diferenciar la palabra referencia, que se seguirá utilizando para intangibles como calendario, entre otros.

El objetivo final será crear transparencia sobre los perfiles de riesgo de las distintas alternativas, en materia de centrales hidroeléctricas, desde el punto de vista económico. Sin embargo, no se puede dejar de pensar que la energía eléctrica es un bien básico, el cual no puede dejar de ofrecerse; incluso, sin importar el costo como es el ejemplo de las diferentes termoeléctricas en Colombia, a las cuales se les paga un valor por el cargo de confiabilidad, aunque en muchos momentos estas no están generando electricidad.

## 2. Economías de escala y costos

Para poder comprender de forma exacta y profunda el estudio que se plantea, se hace necesario partir de la explicación de conceptos básicos, los cuales hacen parte de cálculos matemáticos que determinan las economías o deseconomías de escala.

A continuación se presentaran en forma de glosario las principales definiciones.

Estas definiciones están basadas en los autores David Besanko y Luis Diego Vélez.

### 2.1 Costos

**Costos fijos (CF):** Son aquellos cuya magnitud no depende del volumen total de operaciones. No resultan afectados por cambios en el nivel de actividad, en un intervalo de operaciones; son regularmente los costos de capacidad total (Velez, 2011).

**Costos variables (CV):** Son aquellos que dependen del volumen de operaciones; en tal sentido cambian, aunque no necesariamente en forma proporcional, con los cambios en el nivel de actividad (Velez, 2011).

**Costos semivARIABLES (CS):** Esta es una categoría de costos que es parcialmente fija y parcialmente variable. Algunos tienden a permanecer constantes en determinados tramos de producción y luego aumentan o disminuyen cuando cambian a otro nivel de producción (Velez, 2011).

**Costos totales (CT):** Son los que resultan asociados con un nivel específico de producción ( $Q$ ) y operaciones (Velez, 2011).

$$CT = CF + CVT \quad (2.1)$$

**Costo medio (unitario) (CMe):** Son los que resultan de dividir los costos totales por el número de unidades producidas (Velez, 2011).

$$CMe = \frac{CT}{q} \quad (2.2)$$

**Costo fijo medio (CFMe):** Son los que resultan de dividir los costos fijos por el número de unidades producidas (Velez, 2011).

$$CFMe = \frac{CF}{q} \quad (2.3)$$

**Costo variable medio (CVMe):** Son los que resultan de dividir los costos variables totales por el número de unidades producidas (Velez, 2011).

$$CVMe = \frac{CVT}{q} \quad (2.4)$$

**Costo incremental (marginal) (CM):** Es el costo adicional que resulta de decidir un cambio en el nivel de actividad u operación; en tal caso es el cambio en los costos totales, ante una decisión que puede ser: un cambio en el nivel de operación o en la entrada de una nueva inversión. O sea, los costos incrementales son aquellos que se modifican con la decisión que se va a adoptar; en tal caso, no se incurre en ellos si no se emprende el proyecto. Lo que quiere decir es que los costos que se asignan a un proyecto son únicamente los incrementales (Velez, 2011).

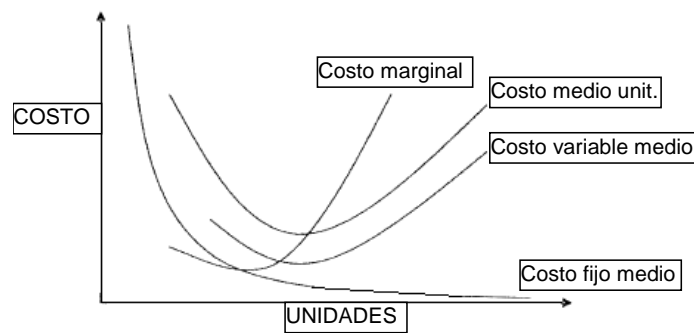
$$CM = \frac{CT(Q+\Delta Q) - CT(Q)}{\Delta Q} \quad (2.5)$$

**Costo muerto (hundido):** Es aquel que ha ocurrido en el pasado (histórico) y no tiene relevancia para estimaciones de costos futuros, relacionados con un curso de acción alternativo; tiene además la característica que no puede recobrase, y en tal sentido es un costo irrelevante para decidir sobre una alternativa. Esto significa que no ha ocurrido por causa del proyecto y en consecuencia, hágase o no el proyecto, ya se incurrió en él (Velez, 2011).

**Costo de oportunidad:** Todo recurso que tenga usos alternativos, tiene costo de oportunidad. En tal evento un costo de oportunidad, es el ingreso que se sacrifica por renunciar a la oportunidad, de aprovechar este recurso en un uso alternativo (Velez, 2011).



### Comportamiento de los costos



Fuente: Vélez, 2011

## 2.2 Definición de las economías de escala

El proceso de producción de un determinado bien o servicio, presenta economías de escala en un rango de salida, cuando el costo medio (es decir, el costo por unidad de producto) disminuye más de ese valor. Si el costo medio (AC) disminuye al aumentar la producción, entonces el costo marginal de la última unidad producida, (MC) debe ser menor al costo medio. Si el costo medio es cada vez mayor, entonces el costo marginal debe exceder el costo medio, y decimos que la producción presenta deseconomías de escala (Besanko et al., 2004).

En términos de función de producción las economías de escala se definen de la siguiente forma:

Si  $f(tX_1, tX_2) = t \times f(X_1, X_2) \rightarrow$  Rendimientos a escala constantes

Si  $f(tX_1, tX_2) > t \times f(X_1, X_2) \rightarrow$  Rendimientos a escala crecientes

Si  $f(tX_1, tX_2) < t \times f(X_1, X_2) \rightarrow$  Rendimientos a escala decrecientes

Donde:

$t$  = factor de multiplicación de la producción

$X_1, X_2$  = factores de producción

(Velez, 2011)

Estos últimos rendimientos significan que se obtiene una producción mayor, al multiplicar los factores de producción por  $t$ , que  $t$  veces el producto.

Una curva de costo medio, capta la relación entre los costos medios y la producción. Los economistas suelen describir las curvas de costo medio como en forma de U, como se muestra en la figura 2.1, de modo que los costos medios disminuyan a bajos niveles de producto, pero se incrementen en niveles altos de producto. Una combinación de factores, puede llevar a que una empresa tenga una curva de costos en forma de U. Los costos medios de una firma pueden disminuir inicialmente debido a la rigidez de los costos fijos y al aumento de la cantidad de producto. Los costos fijos son insensibles al volumen; deben ser invertidos independientemente de la producción total. Ejemplos de tales costos que son insensibles al volumen, son los gastos generales de la fabricación; como el seguro, el mantenimiento y los impuestos sobre la propiedad. A medida que aumenta la producción, esta mayor cantidad de unidades tienden a disminuir el costo medio. Las empresas pueden ver finalmente un repunte en sus costos medios, si se topan con limitaciones de capacidad o si se encuentran con problemas de coordinación (Besanko et al., 2004).

Si las curvas de costo medio son en forma de U, entonces las pequeñas y grandes empresas tendrían costos más altos que las empresas medianas. En realidad, las empresas grandes rara vez parecen estar en desventaja de costos sustanciales, en comparación a los rivales pequeños. El notable econometrista John Johnston examinó los costos de producción para un número de industrias y determinó que las curvas de costos correspondientes, estaban más cerca de la forma L que de la forma de U. La figura 2.2 muestra una curva de costos con la forma de L. Cuando las curvas de costo medio son de la forma de L, los costos medios descienden hasta la escala de eficiencia mínima (MES) de producción y todas las empresas que operan en o más allá de la MES tienen costos medios similares.

Algunas veces la producción muestra costos medios en forma de U en el corto plazo, ya que las empresas tratan de expandir la producción y tropiezan con limitaciones de capacidad, que llevan a costos más altos. En el largo plazo, sin embargo, las empresas

pueden expandir sus capacidades mediante la construcción de nuevas instalaciones (Besanko et al., 2004).

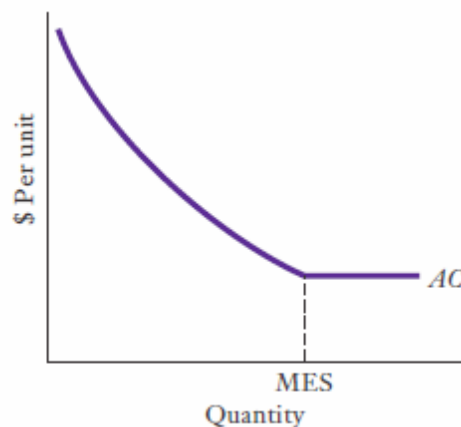
**Figura 2-1.** Una curva de costo medio en forma de U.



Los costos medios disminuyen inicialmente debido a que los costos fijos se distribuyen en unidades adicionales de producto. Los costos medios eventualmente suben debido a las limitaciones de capacidad.

Fuente: (Besanko et al., 2004)

**Figura 2-2.** Una curva de costo medio en forma de L.



Cuando la capacidad resulta ser no restrictiva, los costos medios no pueden elevarse como lo hacen en la curva de costo en forma de U. La producción superior a la escala de eficiencia mínima (MES) posee la misma eficiencia desde una perspectiva de costo.

Fuente: (Besanko et al., 2004)

Véase al respecto la siguiente cita de (Train, 1991): “La fuente más importante de economías de escala, son los costos fijos; esto es, los costos en los que debe incurrirse al margen de cuántas unidades se producen. La producción de electricidad es un caso. Para producir el primer kilowatt-hora, se requiere una planta, pero pueden producirse muchos kilowatts-hora con la misma planta. Cuando el producto aumenta, los costos fijos (en este caso, los costos de la planta) se distribuyen entre un mayor número de unidades, de manera que el costo medio disminuye”.

Las economías de escala pueden surgir en cualquier momento del proceso de producción, desde la adquisición y el uso de las materias primas, hasta la distribución y venta al por

menor. Aunque los gerentes de negocio a menudo citan economías de escala para justificar actividades de crecimiento y fusión, en muchas circunstancias no se presentan. En algunos casos, ¡más grande puede ser peor! De este modo, es importante identificar las fuentes específicas de economías de escala y si es posible, medir su magnitud (Besanko et al., 2004).

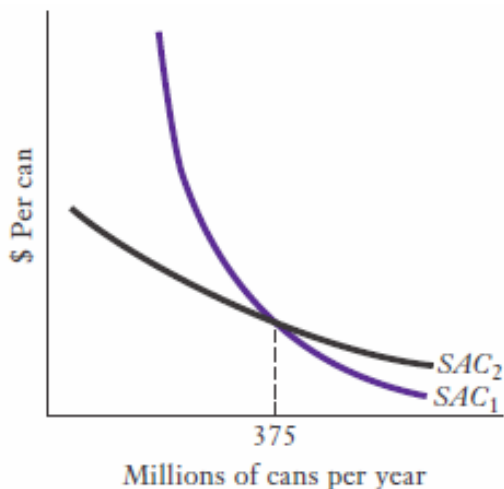
### 2.2.1 ¿De dónde vienen las economías de escala?

Existen cuatro fuentes principales de economías de escala y alcance: (Besanko et al., 2004).

Indivisibilidades y la difusión de los costos fijos

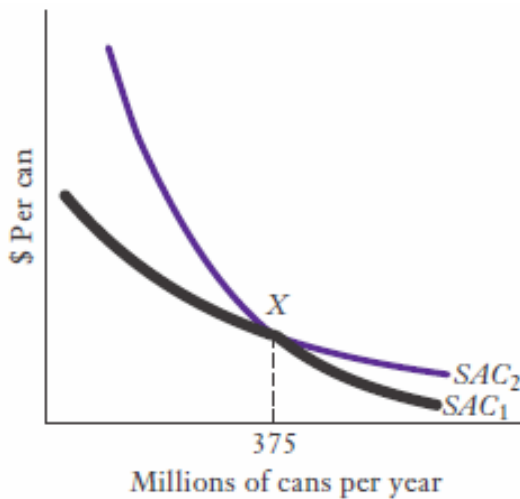
1. Mayor productividad de los insumos variables (principalmente relacionados con la especialización)
2. Inventarios
3. Principios de ingeniería asociados con la “regla del cubo-cuadrado”

**Figura 2-3.** Curvas de costo medio en la producción de latas.



SAC<sub>1</sub> representa la curva de costo medio para una planta que ha adoptado la tecnología automatizada completamente. SAC<sub>2</sub> es la curva de costo medio para una planta que ha adoptado la tecnología automatizada parcialmente. En los niveles bajos de producción, es más barato utilizar la última tecnología. En niveles altos de producción es más barato utilizar la primera.

Fuente: (Besanko et al., 2004).

**Figura 2-4.** Costo medio de corto plazo versus costo medio de largo plazo.

En el largo plazo las empresas pueden elegir la tecnología de producción, como el nivel que deseen producir. Las empresas que planean producir más allá del punto X elegirán la tecnología representada por  $SAC_1$ . Las empresas que planean producir a la izquierda del punto X elegirán la tecnología representada por  $SAC_2$ . La curva resaltada representa los costos más bajos posibles para cada nivel de producción, y es llamada la curva de costo medio de largo plazo.

Fuente: (Besanko et al., 2004).

### 2.2.2 Las indivisibilidades son más probables cuando la producción es intensiva en capital

Cuando los costos del capital productivo tales como fábricas y líneas de ensamblaje, representan un porcentaje significativo del total de los costos, decimos que la producción es intensiva en capital. Gran parte del capital productivo es indivisible y por lo tanto una fuente de economías de escala. Siempre y cuando haya capacidad disponible, se puede expandir la producción a un costo adicional bajo. Como resultado, los costos medios caen.

Cuando la mayoría de los costos de producción van a las materias primas o la mano de obra, se dice que la producción es intensiva en materiales o mano de obra. Debido a que los materiales y mano de obra son divisibles; ellos usualmente cambian en proporción aproximada a los cambios en la producción, con el resultado de que los costos medios no varían mucho con la producción. De este se deduce que las economías de escala de productos específicos, son más probables cuando la producción es intensiva en capital, y caso contrario cuando son intensivas en mano de obra (Besanko et al., 2004).

## 2.3 El concepto de curva de aprendizaje

Las economías de escala se refieren a la ventaja que conlleva el producir una gran cantidad, en un punto determinado en el tiempo. La curva de aprendizaje (curva de

experiencia) trata sobre las ventajas que confiere la experiencia y en el saber-como (know-how). Los beneficios del aprendizaje se manifiestan en reducción de costos, alta calidad, y precios y mercadeo más efectivos (Besanko et al., 2004).

## **2.4 La división del trabajo**

La división del trabajo es una de las principales vías de entrada a la sustitución del trabajo humano, por trabajo mecánico. En este sentido, la mecanización, definida como la incorporación de maquinaria especializada, podría ser considerada como una suerte de forma superior de división del trabajo. Las economías de escala son de detección compleja en la práctica. Estas constituyen un fenómeno propio del largo plazo, los retornos crecientes a escala, son un fenómeno esencial del capitalismo moderno; un sistema que se construye sobre la base del aprovechamiento de las ventajas que permite la división del trabajo y la especialización. Sin esta característica, la propia disciplina económica perdería buena parte de su objeto y razón de ser (Müller & Perdomo)

Un cambio a tener en cuenta, es que las empresas deberán fijar el precio considerando el coste medio, pues si la curva de oferta se basa en el coste marginal, la empresa sufriría pérdidas al ser este coste inferior al coste medio, dado que nos encontramos en el tramo decreciente, de la curva de costes medios.

### **SINTESIS:**

El análisis de economía de escala es un índice de elasticidad, que muestra el comportamiento de los costos de generación eléctrica, con respecto al nivel de producción de la misma. Este trabajo de grado, se enfoca en los costos de construcción de las hidroeléctricas con respecto a su tamaño.

### **3. El significado de las mega-represas a nivel mundial**

Sovacool, Gilbert, & Nugent (2014) presentan un estudio donde examinan los sobrecostos de 401 proyectos de electricidad construidos entre 1936 y 2014 en 57 países. En total, estos proyectos requirieron aproximadamente USD\$ 820.000 millones en inversión, para lograr obtener 325.515 MW de capacidad instalada y 8.495 kilómetros de líneas de transmisión. Utilizando esta base de datos, y el análisis de regresión de sus resultados, lograron presentar varias hipótesis acerca de los sobrecostos de construcción, donde una de ellas fue la presentación de *deseconomías de escala*. En este estudio informan que el megaproyecto eléctrico más riesgoso con respecto al aumento de los costos medios, es de tipo nuclear; sin embargo, los megaproyectos hidroeléctricos ocupan un lugar especial en el mismo.

Partiendo de lo anterior y sumado el auge de las Mega-Represas que se ha esparcido por todo el mundo, hoy todavía se presenta la polémica porque no se tiene claridad si los beneficios son mayores que los costos.

De hecho, se estimaron economías de escala para las empresas estadounidenses que producen energía eléctrica entre 1955 y 1970. Se encontró que en 1955 existieron economías de escala significativas, disponibles para casi todas las empresas. En 1970, sin embargo, la mayor parte de generación de electricidad de Estados Unidos fue por empresas que operaban en la zona esencialmente plana de la curva de costo medio. La explicación de este hallazgo es que el tamaño de la empresa requerida para agotar las economías de escala aumentó sólo en un 60 por ciento entre 1955 y 1970, mientras que la producción real por empresa aproximadamente se triplicó. De hecho, hubo muy poca relación entre el grado de disminución de los costos y el grado de expansión. Muchas empresas con tasas de crecimiento muy bajas, lograron reducciones de costos tan

impresionantes como las de las empresas de más rápido crecimiento. Esto es una muestra que la industria de energía eléctrica de los Estados Unidos, puede estar caracterizada por economías de escala sustanciales a bajos niveles de producción. Se concluye que un pequeño número de empresas extremadamente grandes, no son necesarias para una producción eficiente y que las políticas para promover la competencia en la generación de energía eléctrica, no pueden ser cuestionadas en términos de sacrificar las economías de escala (Christensen & Greene, 1976).

Con base en la investigación de (Ansar et al., 2014), se presenta un análisis sobre diversos costos de las principales partes que conforman una hidroeléctrica.

### **3.1 Análisis sobre las grandes represas hidroeléctricas**

En la actualidad se afrontan grandes desafíos para la obtención de fuentes de energía significativas a escala global. La expansión demográfica y económica aumenta a su vez el requerimiento creciente de la energía eléctrica. La demanda de electricidad está, por ejemplo, prevista a casi el doble entre 2010 y 2035 lo que requiere que la capacidad eléctrica mundial aumente de 5,2 teravatios-hora (TWh) a 9,3 teravatios-hora (TWh) en el mismo período (Ansar et al., 2014). Actualmente, la respuesta estratégica a estos grandes desafíos de energía son "grandes soluciones". La pregunta es, ¿son estas "grandes soluciones" en general y las grandes represas hidroeléctricas en particular, la estrategia más eficaz, sobre una base ajustada al riesgo, para resolver desafíos de energía globales? ¿Podrían las pequeñas intervenciones ser más prudentes desde el punto de vista de la gestión de riesgos y maximizar el valor presente neto, aun cuando impliquen un costo unitario de producción más alto?

Las grandes represas son sin embargo, polémicas porque emplean costos financieros sustanciales (World Bank, 1996). Más allá del cálculo financiero, las grandes represas tienen profundos impactos ambientales (McCully, 2001), ecológicos (Nilsson et al., 2005), y sociales (Bakker, 1999). (Stone, 2011) Informa que la represa Las Tres Gargantas en China es una "pesadilla ambiental" que va a costar más de US\$26.450 millones en los próximos 10 años en "esfuerzos de mitigación" ambiental.

Este tipo de inversión en las hidroeléctricas, las hacen inciertas porque no es fácil calcular este tipo de costos "ocultos" en el proyecto hidroeléctrico. Por ejemplo, la Comisión Mundial



de Represas (World Commission on Dams (WCD), 2000, pág. 30) informó que para las grandes hidroeléctricas, la generación promedio de las mismas en el primer año de operación comercial es del 80% del valor objetivo, una tendencia de la cual el proyecto hidroeléctrico Bakun recientemente completado en Borneo, es un ejemplo (Sovacool & Cooper, 2013). Aunque lo expresado anteriormente genera incertidumbre, para un inversionista financiar una instalación de generación, debe asegurarse que la planta obtendrá un beneficio satisfactorio durante su vida útil. Más concretamente los ingresos de la planta, deben exceder el costo de construcción y operación de la misma. Además, dicho beneficio debe ser mayor al que podría obtener por cualquier otra inversión, con un nivel similar de riesgo. Para tomar tal decisión, el inversionista debe calcular a largo plazo el costo marginal de la planta (incluida la tasa de rentabilidad esperada) y el precio al que se podría vender la producción de la misma. La construcción de una planta será viable, siempre y cuando el precio previsto exceda el coste marginal a largo plazo de planta. En la práctica, la decisión de invertir en una nueva planta de generación, es considerablemente más compleja de lo que esta teoría simplificada sugiere. Ambos lados de la ecuación son afectados por una cantidad considerable de incertidumbre, tales como retrasos y fluctuaciones en la construcción (Kirschen & Strbac, 2004).

Como herramienta útil y elemento de apoyo en la toma de decisión para quien respalda económicamente la inversión; en este capítulo se presentan estadísticas según el componente de algunos proyectos hidroeléctricos. Se encuentra que aun antes de contabilizar impactos negativos en la sociedad humana y el entorno, los costos de construcción reales de grandes represas, son demasiado altos para dar un rendimiento positivo. Adicional a esto, las grandes represas también toman períodos de tiempo excesivamente largos para construirlas, haciéndolas ineficaces para la resolución de crisis energéticas urgentes (Ansar et al., 2014).

### **3.1.1 La decisión bajo incertidumbre**

La literatura teórica y empírica sobre la toma de decisiones bajo incertidumbre, propone dos explicaciones - la ilusión psicológica y el engaño político - que sugiere las previsiones de los funcionarios con poder de decisión, y de ahí el juicio a priori, a menudo sesgado negativamente (Tversky & Kahneman, 1974).

Sobre la ilusión psicológica: estadísticos, ingenieros, economistas y/o laicos son sistemáticamente y de manera previsible demasiado optimistas sobre el tiempo, los costos y los beneficios de una decisión. Esto es un error de planificación (Kahneman & Tversky, 1979).

Sobre el engaño político: los juicios optimistas son a menudo exacerbados por el engaño, es decir, la tergiversación estratégica de los promotores del proyecto (Wachs, 1989).

Sin importar si se trata de una ilusión o un engaño, las grandes represas hidroeléctricas son sistemáticamente afectadas por errores en el costo, el programa, y previsiones aventajadas.

Con el objeto de lograr medir que tan profundo es el daño realizado por esta “ilusión psicológica y/o el engaño político”, se pueden investigar empíricamente estas grandes inversiones utilizando el “pronóstico por clase de referencia” (RCF) o las técnicas de “vista exterior” de Kahneman and Lovallo (1993).

Para este trabajo se toma el análisis por el método de “vista exterior”. Este método trata sobre el resultado de una acción (o evento), la cual es necesario colocarla en la distribución estadística de los resultados comparables, ya concluidas las acciones (o eventos). La vista exterior tiene tres ventajas: en primer lugar, se basa en la evidencia y no requiere de supuestos restrictivos. En segundo lugar, ayuda a probar y ajustar modelos, para explicar por qué los resultados de la referencia o componente, de las acciones pasadas, siguen la distribución observada. En tercer lugar, permite predecir los resultados inciertos de una acción planeada, comparándola con la información recopilada, de la referencia o componente relevante. Los fundamentos teóricos de la vista exterior fueron descritos por primera vez por Kahneman y Tversky en 1979. Posteriormente, fueron usados por otros autores como Kahneman y Lovallo (1993) y Lovallo y Kahneman (2003), como medios para detectar y curar sesgos en el juicio humano (Ansar et al., 2014).

### **3.1.2 Tres pasos para la vista exterior**

La vista exterior, aplicada a las grandes represas:

- (I) Identificar una referencia o componente
- (II) Establecer una distribución empírica para la referencia o componente seleccionado

(III) Comparar el caso específico con la distribución de la referencia o componente (Dawes, Faust, & Meehl, 1989).

### 3.1.3 Medidas y datos

Según la literatura sobre el error de planificación (Sovacool & Cooper, 2013), los parámetros centrales para esta investigación son la inexactitud entre los pronósticos de los directivos y los resultados reales, en relación con los costos de construcción y el calendario de ejecución; también llamado deslizamiento de calendario. Siguiendo la convención, el sobrecosto, es el costo real expresado como una proporción de los costos<sup>1</sup> estimados; el sobrecosto también se puede pensar como la subestimación de los costos reales (Bacon & Besant-Jones, 1998). El deslizamiento de calendario, es la relación de la duración real de ejecución del proyecto, a la implementación estimada del mismo. El inicio del período de implementación se toma como la fecha de la aprobación del proyecto por los principales financiadores y los encargados de tomar decisiones, y el final, es la fecha de la operación comercial completa. Esto se puede presentar como subvaloración del proyecto.

También pueden presentarse impactos de tipo financiero, como sobrecostos por los créditos a nivel nacional e internacional. Adicional a esto también se presenta el riesgo de inflación progresiva, debido a los largos tiempos de fabricación que llevan este tipo de proyectos, dando como resultado encarecimiento del mismo.

Para el análisis por medio de visión externa se estableció lo siguiente:

Los estándares internacionales definen una represa “grande” así:

- Altura de muro > 15 m

El total mundial de represas con muro > 15 m son de aproximadamente 45.000.

Hay 300 represas en el mundo de escala monumental; estas "mega-represas" cumplen con uno de los tres criterios siguientes:

- Altura de muro > 150 m

---

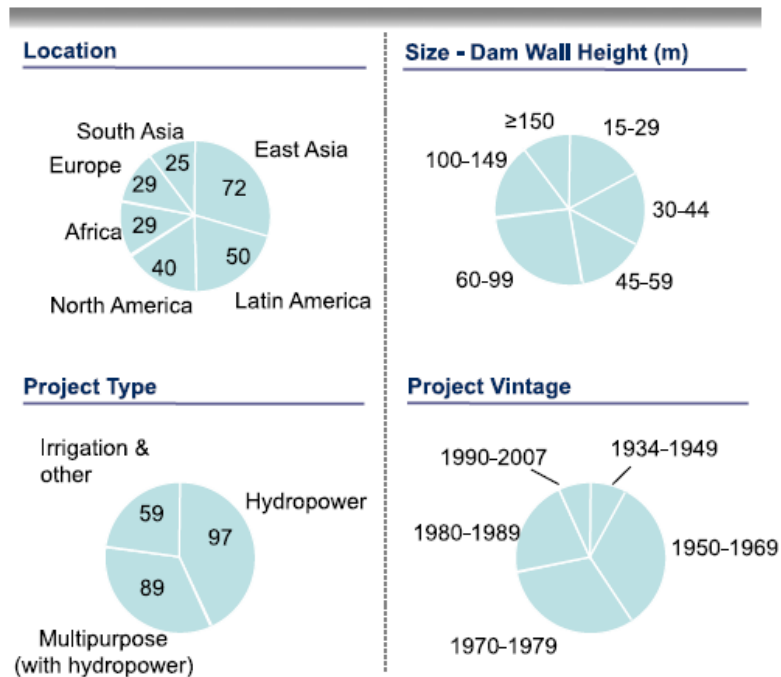
<sup>1</sup> Los sobrecostos también pueden expresarse como los costos de ejecución reales menos los costos estimados en porcentaje de los costos estimados.

- Volumen de la presa > 15 millones m<sup>3</sup>
- Capacidad del embalse > 25 km<sup>3</sup>.

(Nilsson et al., 2005)

De esta población de las grandes represas, el estudio trabajó una muestra representativa de 245 grandes represas (incluyendo las 26 más grandes) construidas entre 1934 y 2007 en los cinco continentes, en 65 países diferentes, con su conjunto de datos más grande y confiable de este tipo de represas. El portafolio es de un valor de USD 353.000 millones a precios de 2010. Todas las grandes represas en las que se pudieron encontrar datos de costos y calendario válidos y confiables fueron incluidas en la muestra. De las 245 grandes represas, 186 eran proyectos hidroeléctricos (incluyendo las 25 más grandes como tres gargantas e Itaipú) y las 59 restantes eran de riego, control de inundaciones o represas de abastecimiento de agua. La Figura 3-1 presenta una visión general de la muestra por ubicación regional, altura del muro, tipo de proyecto, antigüedad, y el costo real del proyecto. (Ansar et al., 2014).

**Figura 3-1.** Distribución de la muestra de 245 represas grandes (1934-2007), a través de cinco continentes.



Fuente: (Ansar et al., 2014)

La documentación de donde se tomaron los datos de las diferentes represas fue conseguida de tipo evaluación (*ex-post*) de las siguientes fuentes:

- Asian Development Bank
- Word Bank
- World Commission of Dams (WCD)
- U.S Corps of Engineers
- Tennessee Valley Authority

: (Ansar et al., 2014)

### 3.1.4 Análisis

Se investigó la magnitud y la frecuencia de las imprecisiones, en los pronósticos de costos y calendarios; con una combinación de pruebas mediante el ajuste de modelos de regresión multinivel, a veces denominados Modelos Jerárquicos Lineales (HLM).

Los proyectos son analizados en los países de su domicilio. Los resultados de los proyectos de las represas, pueden exhibir una correlación con respecto al país donde se construyen. Esto puede ser modelado adecuadamente mediante un modelo multinivel. (: (Ansar et al., 2014).

### 3.1.5 Resultados e Interpretación

Errores en los pronósticos de costos de las grandes represas.

Aunque los autores comentan que analizan 36 posibles variables, se presentan 28 en la tabla 3-1 y se realiza la regresión lineal múltiple a 21 según la tabla 3-2. Esta reducción de las variables es debida a la falta de información para realizar el análisis.

**Tabla 3-1.** Variables y características usadas en la regresión multinivel para los sobre costos y deslizamiento de calendario.

<b>Variables específicas del proyecto</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Características del proyecto</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Proyecto de grande represa hidroeléctrica o no hidroeléctrica</li> <li>○ Nueva central eléctrica o extensión de estación existente</li> <li>○ Medidas</li> <li>○ Capacidad de la unidad generadora (MW)</li> <li>○ Capacidad total generadora del proyecto (MW)</li> <li>○ Altura de la represa de la nueva estación hidroeléctrica (metros)</li> <li>○ Cabeza hidráulica para la nueva estación hidroeléctrica (metros)</li> <li>○ Área de embalse creada por el proyecto (hectáreas)</li> <li>○ Longitud de túneles (kilómetros)</li> </ul> </li> <li>• <b>Costos</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Costo del proyecto estimado (moneda local constante convertida a USD de 2010)</li> <li>○ Costo del proyecto real (moneda local constante convertida a USD de 2010)</li> <li>○ Contingencia de inflación acumulada (porcentaje)</li> </ul> </li> <li>• <b>Tiempo</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Año de la decisión final para construir</li> <li>○ Implementación de calendario estimado (meses)</li> <li>○ Año de inicio de la operación comercial completa</li> <li>○ Implementación de calendario real (meses)</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Obtención</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Costos de divisas estimadas del proyecto como una proporción de los gastos totales estimados del proyecto (porcentaje)</li> <li>○ Competitividad del proceso de adquisición, en la licitación pública internacional como proporción de los costos estimados totales del proyecto (porcentaje)</li> <li>○ El contratista principal es del país anfitrión (variable de prueba)</li> </ul> </li> <li>• <b>Variables de país</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ País</li> <li>○ El régimen político del país anfitrión es una democracia</li> <li>○ El PIB del país anfitrión (USD corrientes)</li> <li>○ Ingreso per cápita del país anfitrión en el año de la aprobación del préstamo (USD constantes)</li> <li>○ Tasa media del crecimiento de los costos reales en el país anfitrión durante el período de implementación (porcentaje)</li> <li>○ Tasa de inflación a largo plazo del país anfitrión (porcentaje)</li> <li>○ Depreciación o apreciación de la tasa de cambio media real entre el año de la toma de decisión formal para construir y el año de la operación comercial completa.</li> <li>○ Proyectos del Sur de Asia</li> <li>○ Proyectos de Norte América</li> </ul> </li> </ul>

Fuente: (Ansar et al., 2014)

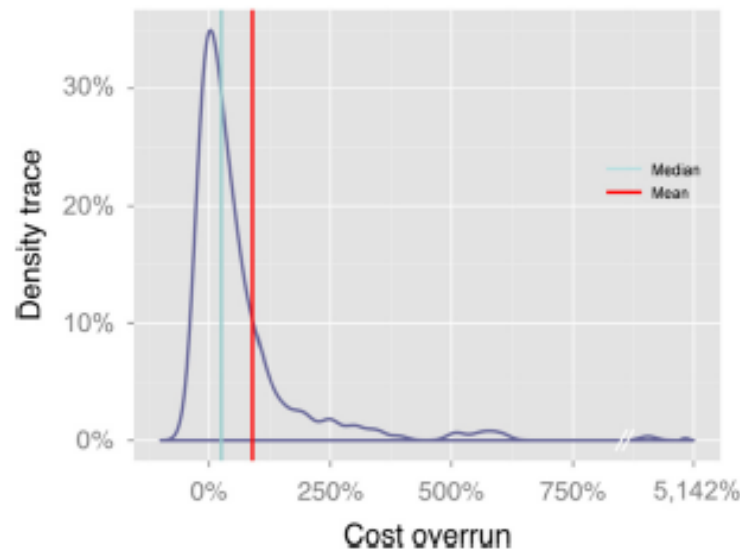
## 3.2 Análisis estadístico preliminar del desempeño de los costos

Respecto a los sobre costos, se presentan las siguientes observaciones:

1. Tres de cada cuatro represas grandes, sufrió sobre costo en términos monetarios locales constantes.
2. Los costos reales fueron en promedio 96% más altos que los costos estimados
3. La Representación gráfica de los sobre costos de las represas, revela una cola gruesa como se muestra en la figura 3-2.

- Los costos reales son más del doble para 2 de cada 10 grandes represas
  - Los costos reales son más del triple para 1 de cada 10 represas
  - La cola gruesa sugiere que los planificadores tienen dificultades en el cálculo de las probabilidades de los eventos que ocurrirán en el futuro
- : (Ansar et al., 2014).

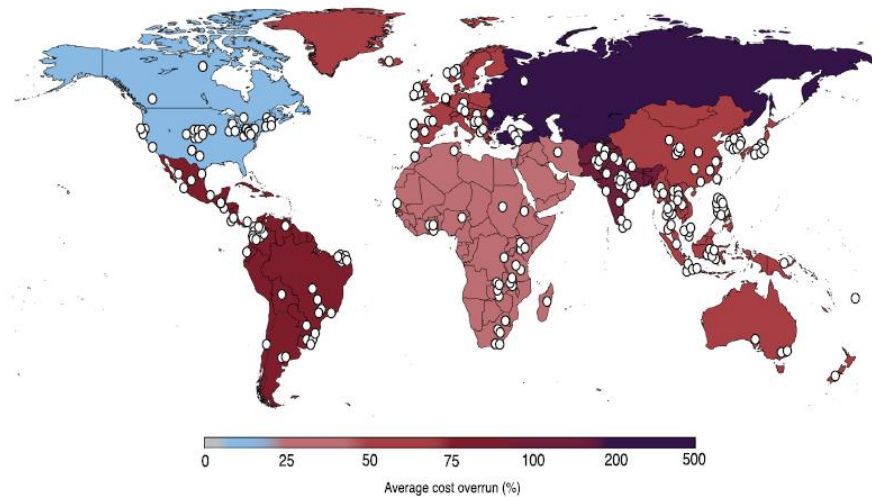
**Figura 3-2.** Traza de la densidad del costo estimado /real (sobrecosto) en términos de moneda constante local con la mediana y la media (N=245).



Fuente: (Ansar et al., 2014)

4. Las grandes represas construidas en todas las regiones del mundo sufren sobrecostos sistemáticos.
    - El error del pronóstico medio es significativamente superior a cero para todas las regiones.
    - La figura 3-3 muestra geográficamente el porcentaje de sobrecostos de las grandes represas
    - Las grandes represas construidas en América del Norte ( $n = 40$ ) tienen sobrecosto considerablemente más bajo ( $M = 11\%$ ) con respecto a las grandes represas construidas en otros lugares ( $M = 104\%$ )
- : (Ansar et al., 2014).

**Figura 3-3.** Ubicación de las represas más grandes en el mundo y los sobrecostos.



Fuente: (Ansar et al., 2014)

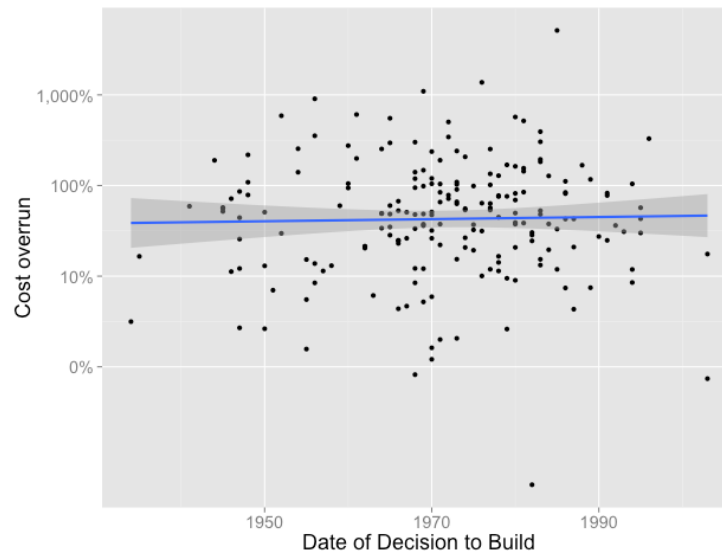
5. La relación Beneficio-Costo típica pronosticada fue de 1.4. Los planificadores esperaron que los beneficios netos presentes excedieran los costos netos presentes en un 40 %.

Aproximadamente la mitad de las represas sufrieron una tasa de sobrecosto de 1.4 o un rebasamiento mayor de este umbral, después de lo cual el activo se puede considerar hundido, es decir, son costos que al ser realizados por adelantado son improbables que se recuperen (World Commission on Dams (WCD), 2000).

6. Independientemente del tipo de represa (hidroeléctrica, riego, etc.) o del tipo de presa (roca, concreto, etc.), el porcentaje del sobre costo medio y la desviación estándar, no presentaron diferencias significativas.
7. Se analizó si las estimaciones de costos han adquirido mayor precisión con el tiempo. El análisis estadístico, sugiere que independientemente del año o década en la que se construye una represa, no existen diferencias significativas en los errores de previsión. Del mismo modo, no hay una tendencia lineal, que indique la mejora o el deterioro de los errores de previsión; lo que también propone la Figura 3-4. Hay poco aprendizaje de los errores pasados. Por la misma razón, las previsiones de los costos de las represas que se están realizando hoy en día, son probablemente tan malos como lo fueron entre 1934-2007 (Ansar et al., 2014).



**Figura 3-4:** Inexactitud en las estimaciones de costos (moneda local, precios constantes) para las grandes represas durante los años 1934-2007. (N=245).



Fuente: (Ansar et al., 2014)

También se exploraron los costos totales de represas hidroeléctricas grandes (N=186). Como se comenta en el capítulo 1, una represa hidroeléctrica grande cuesta en promedio USD\$1,800 millones en 2010, con una capacidad instalada promedio de 630 MW. Un MW de capacidad instalada cuesta en promedio USD\$2.8 millones a USD de 2010. Se analizó que el costo de un muro de 100 metros de altura, es cuatro veces mayor que un muro de 50 metros; lo cual muestra que a partir de cierto nivel se presentan diseconomías de escala que paradójicamente son alentadas por las economías de escala de los megaproyectos. Una relación más fuerte se observó entre la capacidad instalada (MW) y los costos reales (Ansar et al., 2014).

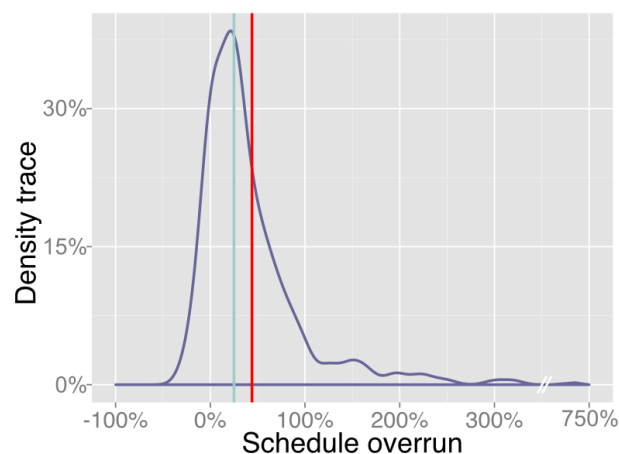
Además, la tasa de valores atípicos del sobre costo se incrementa con el aumento en el tamaño de la represa, ya sea en la capacidad instalada o en la altura de la pared. Dado que existe una correlación significativa entre la altura de la represa y la capacidad instalada de la hidroeléctrica, la evidencia sugiere que a mayor escala, hay mayor tendencia a sobre costos. (Ansar et al., 2014).

### 3.3 Análisis estadístico preliminar del comportamiento del calendario

Las grandes represas son costosas y propensas a excesos presupuestales sistemáticos y graves, las cuales también toman un largo tiempo de construcción. Estas construcciones toman en promedio 8,6 años. Con respecto al rebasamiento de calendario (demoras), se hacen las siguientes observaciones (Ansar et al., 2014).

1. Ocho de cada 10 grandes represas rebasó el tiempo previsto.
2. El calendario de ejecución real fue en promedio (línea roja) de 44% (o 2,3 años) superior a lo previsto, con una mediana (línea verde) de 27% (o 1,7 años), como se muestra en la Figura 3-5. Al igual que los sobrecostos, los calendarios de ejecución, están sistemáticamente sesgados hacia la subestimación (Mann-Whitney-Wilcoxon). La magnitud de la subestimación del calendario (es decir, el rebasamiento de calendario) es mayor que el error de sobreestimación de la programación.
3. La representación gráfica de excesos en el calendario de las represas, también revelan una cola gruesa; como se muestra en la Figura 3-5, aunque no tan gruesa como la cola de sobrecostos. Los costos están en mayor riesgo de espiral fuera de control de horarios.

**Figura 3-5:** Trazo de la Densidad de deslizamiento de calendario (N = 239) con la mediana y la media.



Fuente: (Ansar et al., 2014)

4. Hay menos variación en los rebasamientos de calendario, a través de las regiones que en los costos excedidos. Las grandes represas construidas en todas partes, toman mucho más tiempo que lo previsto por los planificadores. América del Norte, con un 27% promedio en el rebasamiento de horario, tiene el mejor desempeño. Una comparación sugiere que los proyectos en el Sur de Asia tienen significativamente mayores excesos de calendario ( $M = 83\%$ ) que en el resto del mundo considerado en su conjunto ( $M = 42\%$ ).
5. No hay evidencia de que los tiempos estimados hayan mejorado con el tiempo. Se ha probado que los calendarios de ejecución y la escala del proyecto están relacionados. Un análisis muestra que el aumento en la escala de una represa, por ejemplo, medida como el costo estimado de la construcción; aumenta el calendario de aplicación real absoluto requerido de manera exponencial. La larga escala está íntimamente ligada a la de largo plazo. El calendario de implementación real reportado, no tiene en cuenta los largos plazos de entrega en la preparación de los proyectos. Las represas requieren un extenso análisis de viabilidad técnico y económico, estudios del impacto medioambiental y social, así como negociaciones políticas. Los ciclos de implementación reales, son mucho más largos que el promedio de aproximadamente 8.6 años que se requieren para construir una represa, como se muestra en los datos. Esta gran programación de calendarios de ejecución sugiere que los beneficios de grandes represas (aun asumiendo las ventajas que esta representa) no tienen disponibilidad demasiado rápido. El desfase temporal entre el momento en que los usuarios necesitan el beneficio y cuando dicho beneficio esté disponible, debe ser minimizado (Ansar, Flyvbjerg, & Budzier, 2012). Las inversiones alternativas que pueden suplir necesidades rápidamente, sin desfases enormes, son preferibles a las inversiones con un plazo de entrega largo, con un alto riesgo de desfase en el tiempo de duración (Luehrman, 1998).

### 3.4 Análisis de regresión multinivel de costo y comportamiento del calendario

Medias, desviación estándar, y correlaciones de las variables usadas en las regresiones multinivel se muestran en la tabla 3-2. (Ansar et al., 2014).

Se ajustaron los modelos de regresión multinivel, con proyectos anidados en el país como un segundo nivel, para incorporar la correlación dentro de los países. Los errores entre grupo pueden estar correlacionados y/o tener varianzas desiguales. Utilizando la selección de variables por pasos, se pudieron ajustar los resultados de costos, sobrecostos y duración estimada.

**Tabla 3-2:** Estadística descriptiva y correlaciones (N = 245).

Variable	Mean	S.D.	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Cost Overrun <sup>a</sup>	2.0	3.6									
2. Schedule slippage <sup>a</sup>	1.5	0.7	0.17**								
3. Estimated schedule (months) <sup>b</sup>	73.1	33.8	-0.16*	0.23**							
4. Actual schedule (months) <sup>b</sup>	102.7	55.7	-0.27**	-0.43**	0.76**						
5. Year—decision to build	1971.1	13.2	-0.02	0.05	-0.21**	-0.25**					
6. Year—completion	1979.6	12.7	-0.14*	-0.10	0.03	0.08	0.94**				
7. Project type dummy	0.8	0.4	-0.14*	0.08	0.10	0.02	-0.02	-0.02			
8. Democracy dummy	0.4	0.5	0.00	-0.14*	0.16*	0.20**	-0.45**	-0.38**	0.00		
9. Estimated cost (USD MM 2010 constant) <sup>b</sup>	699.6	1215.5	-0.03	0.09	0.48**	0.37**	0.02	0.13*	0.37**	-0.04	
10. Actual cost (USD MM 2010 constant) <sup>b</sup>	1462.2	4032.5	-0.38**	0.02	0.50**	0.43**	0.02	0.17**	0.38**	-0.03	0.93**
11. Height of dam wall (m) <sup>c</sup>	77.3	51.6	-0.10	0.10	0.26**	0.17**	0.10	0.16*	0.34**	-0.03	0.51**
12. Installed hydropower capacity (MW) <sup>b</sup>	487.0	1255.3	-0.16*	0.19**	0.22**	0.08	0.13*	0.16*	0.69**	-0.14*	0.59**
13. Length of dam wall (m) <sup>b</sup>	1364.1	2061.9	-0.12	-0.07	0.25**	0.30**	-0.19**	-0.08	-0.07	0.08	0.37**
14. Tunnel length (m) <sup>b</sup>	3500.0	7869.5	0.13	-0.12	-0.04	0.16	-0.06	-0.01	-0.23	0.05	0.11
15. Manufactures unit value index CAGR <sup>d</sup>	6.0	5.4	-0.01	-0.03	-0.25**	-0.18**	-0.12	-0.18**	0.08	-0.08	-0.13
16. GDP (nominal USD B) <sup>b</sup>	1221.1	253.4	-0.05	0.25**	0.36**	0.17*	0.29**	0.37**	-0.13	0.13	0.19*
17. Per capita income (2000 constant USD) <sup>b</sup>	4132.8	5198.6	0.23**	0.15*	0.11	0.01	-0.37**	-0.40**	-0.07	0.48**	-0.07
18. Long-term inflation (%) <sup>b</sup>	17%	0.2	-0.29**	0.04	-0.09	-0.11	0.22**	0.19**	0.24**	-0.37**	0.13*
19. Forex depreciation (%) <sup>c</sup>	18%	70.3	-0.30**	-0.04	0.03	0.00	0.29**	0.29**	0.16*	-0.20**	0.21**
20. South Asia dummy	0.1	0.3	-0.25**	-0.18**	0.17**	0.26**	-0.04	0.07	-0.06	0.20**	0.11
21. North America dummy	0.2	0.4	0.28**	0.06	0.21**	0.13*	-0.57**	-0.55**	-0.09	0.52**	0.06

Variable	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
11. Height of dam wall (m)	0.51**										
12. Installed hydropower capacity (MW)	0.60**	0.47**									
13. Length of dam wall (m)	0.38**	0.03	0.13								
14. Tunnel length (m)	-0.01	0.05	-0.22	-0.18							
15. Manufactures Unit Value Index CAGR	-0.12	-0.08	-0.02	0.02	-0.02						
16. GDP (nominal USD)	0.19*	0.10	0.09	0.04	-0.29	-0.31**					
17. Per capita income (2000 constant USD)	-0.14*	-0.08	-0.11	-0.02	-0.09	-0.01	0.29**				
18. Long-term inflation (%)	0.22**	0.06	0.33**	0.07	-0.41*	0.15*	-0.03	-0.24**			
19. Forex	0.29**	0.09	0.29**	-0.02	-0.37*	-0.16*	0.00	-0.26**	0.64**		
20. South Asia dummy	0.19**	0.08	-0.03	0.20**	NA	-0.09	-0.01	-0.46**	-0.10	0.11	
21. North America dummy	-0.03	-0.10	-0.16*	0.19**	NA	-0.18**	0.33**	0.60**	-0.44**	-0.31**	-0.15*

<sup>a</sup> One over (1/x) transformed.  
<sup>b</sup> Log transformed.  
<sup>c</sup> Sq. rt. ( $\sqrt{x}$ ).  
<sup>d</sup> Cb rt. ( $\sqrt[3]{x}$ ).  
<sup>e</sup>  $x^{0.25}$  transformed to remove excess skewness for regression analysis and to calculate correlations.  
\*\*  $p < 0.01$ .  
\*  $p < 0.05$ .

Fuente: (Ansar et al., 2014)

Cuanto mayor sea el calendario de ejecución estimado, más alto será el sobrecosto manteniendo todo lo demás igual y es particularmente notable por dos razones (Ansar et al., 2014).

1. Indica que las habilidades de predicción del riesgo, por parte de los planificadores, decaen cuando más largo es el futuro que se solicita para proyectar una gran represa.
2. Los análisis preliminares sugirieron que los calendarios de ejecución estimados, dependen de la escala de una inversión planeada; es decir, los proyectos más grandes toman más tiempo para su construcción. El soporte de este resultado preliminar fue encontrado al ajustar un modelo multinivel, que examina los factores predictores del calendario de ejecución estimado. El resultado muestra que la altura, la capacidad instalada (MW), y la longitud de la pared de la represa son variables significativas, asociadas con el calendario de ejecución estimado. El efecto de estas variables, se puede ver a partir de los coeficientes en la Tabla 3-4: una mayor altura, la capacidad instalada, o la longitud contribuye a calendarios de ejecución más largos. Interpretando: Cuanto más larga sea la represa, más largo es el tiempo de ejecución estimado, y más alto es el sobrecosto.

Tomados en conjunto, los modelos multinivel para sobrecostos y calendario estimados, sugieren que los horizontes de tiempo más largos y la escala del incremento, son causas subyacentes de riesgo en las inversiones en proyectos de grandes represas hidroeléctricas.

Los proyectos más grandes implican riesgos incontrolables, los que incluso aunque son predecibles, no pueden ser suficientemente garantizados. No se niega directamente la presencia de economías de escala o curvas de aprendizaje. – por ej. La disminución del costo medio unitario al aumentar la producción. Este argumento está siendo adquirido para incrementar desproporcionalmente la exposición al riesgo, lo que puede provocar un deterioro financiero. Las empresas y los países con capacidad insuficiente para absorber resultados adversos de las grandes apuestas, a menudo han fracasado al enfrentar la ruina financiera (Ansar et al., 2014).

Otro estudio adicional realizado por (Sovacool, Gilbert, & Nugent, 2014) para proyectos de energía, presenta también la manera como ocurren de forma sistemática los sobrecostos en los proyectos. En la toma de datos de esta investigación se deben hacer algunas salvedades y limitaciones. Se tratan los sobrecostos de forma peyorativa. Los sobrecostos deben evitarse, debido a que llevan consecuencias negativas para financistas del proyecto y propietarios; sin embargo, hay cierta lógica en su ocurrencia, según la perspectiva de las empresas constructoras o contratistas. Pequeños sobrecostos demuestran que un proyecto estuvo muy cerca del costo presupuestado, por lo que un gerente capacitado podría disminuir ligeramente el déficit, para que no se espere realizar la tarea sobre un presupuesto más pequeño en el futuro. Vemos un razonamiento similar con presupuestos en las instituciones académicas; donde los superiores nos dicen constantemente que siempre hay que gastar todo el presupuesto, tal vez incluso un poco más, o de otra manera serán menos igualitarios durante el próximo año fiscal. De igual forma, tener una insuficiencia de costos podría ser visto por algunos, como un signo de mal desempeño, y también podría ser visto como peligroso, ya que los futuros clientes pueden asumir que es posible socavar la oferta de un contratista, debido a una anterior insuficiencia de costos.

En su estudio proponen seis hipótesis, de las cuales según los resultados vistos más arriba en este capítulo, tomamos las hipótesis H1 y H2 como válidas para este trabajo de grado.

Se buscaron estudios de energía, electricidad, transporte y literatura de infraestructura.

El estudio de información se basó en los siguientes puntos:

- El año en que el proyecto entró en servicio
- Su localización geográfica
- Su tamaño en capacidad instalada (en MW)
- Su costo de construcción estimado o cotizado
- Su costo de construcción real
- Si está disponible, su tiempo estimado de construcción y tiempo de construcción real (confirmado para sub-muestra de 327 proyectos).

Todos estos costos y monedas, fueron actualizados a USD de 2012 utilizando los históricos de conversión de moneda disponibles en Oanda.com y ajustes por inflación a partir de los resúmenes estadísticos de los Estados Unidos.

Las hipótesis son: (Sovacool, Gilbert, & Nugent, 2014)

	Hipótesis	Fenómeno
H1	Más grande es malo	Deseconomías de escala
H2	Más largo es más costoso	Demora en los proyectos
H3	Más tarde es mejor	Aprendizaje tecnológico
H4	Gobierno importa	Régimen regulatorio y mercados
H5	Pequeño es hermoso	Descentralización y modularidad (sobrecostos menores que en los grandes proyectos)
H6	Diminuto es un problema	Normalización de resultados a escala (sobrecostos por MW instalado muy alto)

El método utilizado para analizar los datos, a diferencia del análisis inicial de este capítulo, es de tipo regresión lineal, usando el valor de  $R^2$  para analizar qué tan sólidas son las líneas de tendencia.

$$m = \frac{n \sum(xy) - \sum x \sum y}{n \sum(x^2) - (\sum x)^2}$$

$$b = \frac{\sum y - m \sum x}{n}$$

$$r = \frac{n \sum(xy) - \sum x \sum y}{\sqrt{[n \sum(x^2) - (\sum x)^2][n \sum y^2 - (\sum y)^2]}}$$

Este tipo de análisis de regresión, se utiliza comúnmente para determinar las relaciones entre las variables dispersas (Saber & Lee, 2003). Aunque no existe una noción universalmente aceptada de lo que se considera "estadísticamente significativo" o valor de  $R^2$  "fuerte", valores incluso de 1, 5, o 10 por ciento son considerados "significativos" al trazar el retorno de las acciones (Berthouex & Brown, 2002).

De forma rápida se presenta una síntesis de los resultados encontrados:

- Tiempo de construcción medio: 73,4 meses

- Sobrecosto medio por proyecto: USD\$2.437 mil millones
- Escalada de costo media: 70.6%
- Más de tres cuartas partes de los proyectos de la muestra experimentaron un sobrecosto, con diferencias significativas para cada componente

### 3.5 H1: Más grande es malo (Deseconomías de Escala)

Flyvbjerg, Skamris, & Buhl (2004) consideran que: "tanto la literatura de investigación y los medios, de vez en cuando afirman, que la trayectoria es más pobre para proyectos más grandes que para los pequeños y que las escaladas de costo para los grandes proyectos, son particularmente comunes y especialmente grandes. (Ruuska, Ahola, Artto, Locatelli, & Mancini (2011) comentan que: debido a que los proyectos más grandes, tienden a involucrar a más empresas, tales proyectos "multi-empresas" se enfrentan al reto de gobernar una compleja cadena de abastecimiento interno, de un proyecto, de múltiples firmas, y de gobernar al mismo tiempo la red de accionistas externos, contribuyendo a gastos totales más altos (Sovacool, Gilbert, & Nugent, 2014).

La explicación para la consecución de los proyectos más grandes, no sólo radica en el deseo de capturar o lograr economías de escala, también tienen que ver con la psicología y la política. Como conjeturó un estudio (Flyvbjerg, 2005):

*"¿Cuáles proyectos grandes se logran construir? Mis asociados de investigación y yo encontramos que no son necesariamente los mejores, sino aquellos para los que los proponentes tienen mayor éxito al diseñar -deliberadamente o no - un mundo de fantasía de subestimación de los costos, sobreestimación de los ingresos, sobrevaloración de los efectos de desarrollo local, y subestimación del impacto ambiental"* (Sovacool, Gilbert, & Nugent, 2014).

(Byrne & Hoffman (1996) proponen incluso que, el único indicador más acertado de si una sociedad abarcara un gran megaproyecto, es su capacidad de pensar en el "tiempo futuro". Es decir, los planificadores y promotores, se sentirán atraídos por los posibles beneficios en el futuro y estarán dispuestos a aceptar los costos en el presente para realizarlos. Ellos sobrestimarán ventajas y omitirán futuros gastos, ignorando la compatibilidad económica o técnica actual. La realidad de los riesgos y los gastos, es omitida por un futuro beneficio aun no obtenido. Aunque estos beneficios psicológicos son intangibles, a menudo se cree que son reales.



La evidencia de la base de datos, graficada en la figura.3-2 de acuerdo con una serie de líneas de tendencia polinómicas y logarítmicas, apoya parcialmente esta hipótesis. Para proyectos hidroeléctricos, se puede ver una relación estadísticamente significativa (valor  $R^2$  del 22,3 %) entre tamaño en MW y la magnitud del aumento de los costos. Esto aunque también estuvo probablemente muy influenciado por un valor atípico, la enorme Represa Las Tres Gargantas, tenía la mayor capacidad de cualquier proyecto en la muestra, y tuvo un sobre costo de más del 500%. Los proyectos hidroeléctricos masivos, fueron particularmente vulnerables a los sobre costos extremos, con cinco de los mayores proyectos responsables de más de dos tercios de todos los sobre costos, a pesar de que sólo representan un tercio de su capacidad.

**Tabla 3-3:** Resumen de datos de sobre costos para proyectos de electricidad.

Descripción		Represas Hidroeléctricas
Número de proyectos (N)		61
N con sobre costo		47
N con sobre costo (%)		77
Aumento de los costos (%)	Media	70.6
	Mín	-50.6
	Max	512.7
	Promedio	30.1
	Modo	--
	Esviación estándar	111.7
Sobre costo (millones US\$)	Media	2437
	Min	-671.4
	Max	47,630
	Promedio	99.5
	Modo	--
	Desviación estándar	7054.7
Retraso (%) <sup>2</sup>	Media	63.7
	Min	-28.6
	Max	401.7
	Promedio	32.7
	Modo	30.9
	Desviación estándar	89.8
Retraso (meses) <sup>2</sup>	Media	43.2
	Min	-24
	Max	241
	Promedio	19.5
	Modo	12
	Desviación estándar	58.4

Fuente: (Sovacool, Gilbert, & Nugent, 2014)

### **3.6 H2: Más largo es más costoso (Retrasos en los proyectos)**

La segunda hipótesis fue que los retrasos del proyecto contribuyeron a mayores tasas de sobre costos. Esto se debe a que el tiempo de entrega de largas construcciones encuentran un gran número de incertidumbres en el proceso de construcción, incluyendo: Cambios imprevistos en las preferencias del consumidor, tasas de interés, disponibilidad de materiales, tipos de cambio, clima severo y paros laborales; haciendo difícil la planificación y la financiación, especialmente cuando el equilibrio de la oferta y la demanda de electricidad puede cambiar rápidamente en un corto período de tiempo (Sovacool, Gilbert, & Nugent, 2014).

Ford (2002) también ha señalado que períodos de entrega de la construcción más largos, pueden crear un desequilibrio entre la oferta y la demanda, que aumenta de manera significativa los costos del proyecto.

Los datos sugieren que hay una relación estadística significativa válida, entre el desfase promedio de tiempo y la escalada promedio de costos para las represas hidroeléctricas del (57,1%). Una posible interpretación de por qué la mayoría de las referencias sólo muestran una correlación moderada entre el tiempo y los sobre costos, podría ser que los intentos para acelerar los cronogramas de construcción, o para llevar un proyecto hasta su finalización a tiempo, pueden dar lugar a importantes gastos por costos de horas extras, salarios más altos, y gastos de contratación.

Como información adicional se puede presentar lo siguiente (Sovacool, Gilbert, & Nugent, 2014):

- Las plantas hidroeléctricas vieron repuntes en los sobre costos, esto debido a los aumentos en los costos de materiales a finales de los años 2000, a causa de la demanda masiva por cemento y otros materiales de construcción, como resultado del auge económico de China.
- Una represa masiva de la muestra con un sobre costo de USD\$15.900 millones (200% del presupuesto previsto), cuando se normaliza a USD\$/MW, muestra sólo un aumento del 0,07 por ciento por MW, debido a que había muchos megavatios para diluir con el porcentaje.

- Los proyectos hidroeléctricos tienen excesos que van desde USD\$800.000 a USD\$1,3 millones por MW instalado
- En promedio, se evidencia que las hidroeléctricas tienen un sobre costo de USD\$2.400 millones por proyecto (escalada de costos media de 70.6%).
- La hipótesis H1 "más grande es malo": sobre la intensidad de capital, se admite para proyectos de represas hidroeléctricas.
- La hipótesis H2 "más largo es más costoso": sobre los retrasos, se sustenta para los proyectos de tipo hidroeléctrico.

**Tabla 3-4:** Resultados resumidos para dos hipótesis sobre sobre costos de construcción por clase de referencia según el tipo de generación.

Hipótesis	Clase de Ref.	Validado (cierto)	Invalidado (lo opuesto es cierto)	No concluyente (no correlación)	Estadísticamente significativo ( $R^2 > 20\%$ ) línea de tendencia
H1: Más grande es malo	Transmisión	✓			Sí
	Nuclear			✓	No
	Hidro	✓			Si
	Termal		✓		No
	Viento		✓		No
	Solar		✓		No
H2: más largo es más costoso	Transmisión	✓			Si
	Nuclear	✓			Si
	Hidro	✓			Si
	Termal	✓			No
	Viento	✓			No
	Solar		✓		No

Fuente: (Sovacool, Gilbert, & Nugent, 2014)

### SINTESIS:

Los proyectos hidroeléctricos analizados, presentan una marcada tendencia a sobre costos fuera de control, lo cual puede ser debido a la variación de los costos y/o al comportamiento del calendario durante su construcción. Lo anterior obedece a una deficiente planeación de dichos costos y sus tiempos.

En muchos casos la falla en los presupuestos puede ser intencional, con el fin de lograr “en el papel” el mejor proyecto para construir; a esto se refieren los autores cuando mencionan la frase “ilusión psicología y el engaño político”.

A continuación un cuadro comparativo entre ambos estudios:

<b>Referencia</b>	<b>(Ansar et al., 2014)</b>	<b>(Sovacool, Gilbert, &amp; Nugent, 2014)</b>
<b>No. de proyectos</b>	245	61
<b>Precios constantes</b>	2010	2012
<b>Tiempo de construcción promedio</b>	8.3 años	6.1 años
<b>Sobretiempo promedio</b>	3.6 años	3.6 años
<b>Sobrecosto promedio</b>	USD 900 millones	USD 2400 millones
<b>Aumento del costo</b>	96%	70.6%
<b>Proyectos con sobrecosto</b>	3 de cada 4	>75%

Fuente: El autor.

## 4. El caso de Colombia

Para el caso de Colombia se analizan los costos de las hidroeléctricas paso a paso, según el componente. El comparativo será presentado confrontando los tamaños de las hidroeléctricas para cada componente; aquellas referencias que no permiten la comparación con la potencia instalada, no están en el alcance de este trabajo. El comparativo permitirá que se pueda visualizar las bondades o no de hacer más grande una hidroeléctrica. Se analizará si se presentan *Economías de Escala* o *Deseconomías de Escala*.

### 4.1 ¿Cómo conocer los puntos de inflexión o mínimos donde se pasa de economía de escala a deseconomía de escala?

#### 4.1.1 Metodología

Por medio de regresión lineal se realiza el análisis de los datos para lograr predecir el comportamiento de los diferentes componentes. El objetivo es poder analizar la mayor cantidad de referencias posible, con respecto a la potencia instalada de la hidroeléctrica.

**Regresión lineal:** Por medio de descripción de dos variables cuantitativas, se realiza un diagrama de dispersión, al cual se le aplica el método de regresión lineal.

El modelo de regresión lineal es el más utilizado a la hora de predecir los valores de una variable cuantitativa, a partir de los valores de otra variable explicativa, también cuantitativa (modelo de regresión lineal simple).

En concreto, según el modelo de regresión lineal simple, las puntuaciones de los sujetos en 2 variables -una de ellas considerada como variable predictora (X) y la otra como

variable de respuesta (Y)- vienen representadas (modeladas) por la ecuación de una línea recta: (Molina & Rodrigo, 2010)

$$\hat{Y} = \beta_0 + \beta_1 * X_1$$

### El coeficiente de determinación ( $R^2$ )

Representa la proporción de varianza de Y explicada por las variables implicadas en el modelo de regresión ajustado a los datos (X en el modelo de regresión lineal simple). En cuanto que una razón, este coeficiente oscilará siempre entre 0 y 1, de modo que cuanto más próximo sea  $R^2$  a 1, indicará mejor bondad de ajuste del modelo de regresión a la distribución conjunta de las variables. Si  $R^2$  es igual a 1, el ajuste será perfecto. (Molina & Rodrigo, 2010).

$$R^2 = \frac{S_{y'}^2}{S_y^2}$$

¿Cómo conocer los puntos de inflexión o mínimos donde se pasa de economía de escala a deseconomía de escala?

Esto se puede conocer con la ayuda del cálculo.

De acuerdo a la función de costos medios, comparada contra la potencia de la central hidroeléctrica, podemos utilizar el análisis por medio de los valores extremos de las funciones.

Este análisis se basa en las siguientes definiciones:

**Punto de Inflexión:** El punto  $(c, f(c))$  es un punto de inflexión de la gráfica de la función  $f$ , si la gráfica tiene ahí una recta tangente y si existe un intervalo abierto  $I$  que contenga a  $c$ , tal que si  $x$  esta en  $I$ , entonces:

$f''(x) < 0$  si  $x < c$  y  $f''(x) > 0$  si  $x > c$ , o bien

$f''(x) > 0$  si  $x < c$  y  $f''(x) < 0$  si  $x > c$

(Leithold, 1992)

Si la función  $f$  es diferenciable en algún intervalo abierto que contenga a  $c$ , y si  $(c, f(c))$  es un punto de inflexión de la gráfica  $f$ , entonces , si  $f''(c)$  existe,  $f''(c) = 0$

### Máximos y Mínimos

Si  $c$  es un número en el dominio de la función  $f$  y si  $f'(c) = 0$  ó  $f'(c)$  no existe, entonces  $c$  se llama un número crítico de  $f$ .

Sea  $c$  un numero critico de una función  $f$  en la cual  $f'(c) = 0$ , y  $f'$  existe para todos los valores de  $x$  en algún intervalo abierto que contenga a  $c$ . Si  $f''(c)$  existe y:

Si  $f''(c) < 0$ , entonces  $f$  tiene un valor máximo relativo en  $c$ .

Si  $f''(c) > 0$ , entonces  $f$  tiene un valor mínimo relativo en  $c$ .

(Leithold, 1992)

## 4.2 Tipos de plantas de generación

Se trata de una tecnología ampliamente conocida y aplicada en el país, habiendo una extensa lista de experiencias exitosas, que de hecho han contribuido con el mayor porcentaje en potencia y energía del parque generador del país. Aun cuando existen innumerables posibles variaciones de configuración o esquema de los proyectos, requiriendo cada un diseño que es único y exclusivo ya que depende de las condiciones topográficas e hidrológicas del lugar y del tipo de aprovechamiento que se desee efectuar, para el presente estudio a continuación se presenta la clasificación de la Organización Latinoamericana de Energía OLADE en función de la capacidad instalada (UPME, 2005).

- **Picocentrales:** Capacidad instalada entre 0,5 y 5 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas. La planta típica corresponde a una central de 5 kW (UPME, 2005).
- **Microcentrales:** Capacidad instalada entre 5 y 50 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas. La planta típica corresponde a una central de 50 kW (UPME, 2005).
- **Minicentrales:** Capacidad instalada entre 50 y 500 kW, a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas. La planta típica corresponde a una central de 500 kW (UPME, 2005).

- **Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH):** Capacidad instalada entre 500 y 10000 kW, a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas y zonas interconectadas. La planta típica corresponde a una central de 10000 kW (10 MW) (UPME, 2005).
- **Centrales Hidroeléctricas (CH):** Capacidad instalada mayor a 20 MW, aplicable a zonas interconectadas. La planta típica corresponde a centrales de 200 y 600 MW (UPME, 2005).

A manera de complemento y con el fin de lograr un modelo más cercano a la realidad, se analiza la hidroeléctrica Porce III en su obra civil, gracias a información suministrada por EPM.

- **Central Hidroeléctrica PORCE III:** El proyecto hidroeléctrico Porce III está localizado en jurisdicción de los municipios de Amalfi, Guadalupe, Gómez Plata y Anorí, a 147 km al Nordeste de Medellín. Con una capacidad instalada de 660 megavatios (4 turbinas tipo Francis, cada una con 165 megavatios de potencia). Para el cálculo de los costos de la obra civil de la hidroeléctrica se utilizó el costo del USD promedio en Colombia para el año 2005 de \$2.320,77. Fuente banco de la república.

### 4.3 Estructura general de costos de generación

En los proyectos de generación hidroeléctrica los costos de inversión están altamente relacionados con las condiciones específicas de ubicación de cada proyecto, entre las cuales pueden relacionarse algunas como las siguientes:

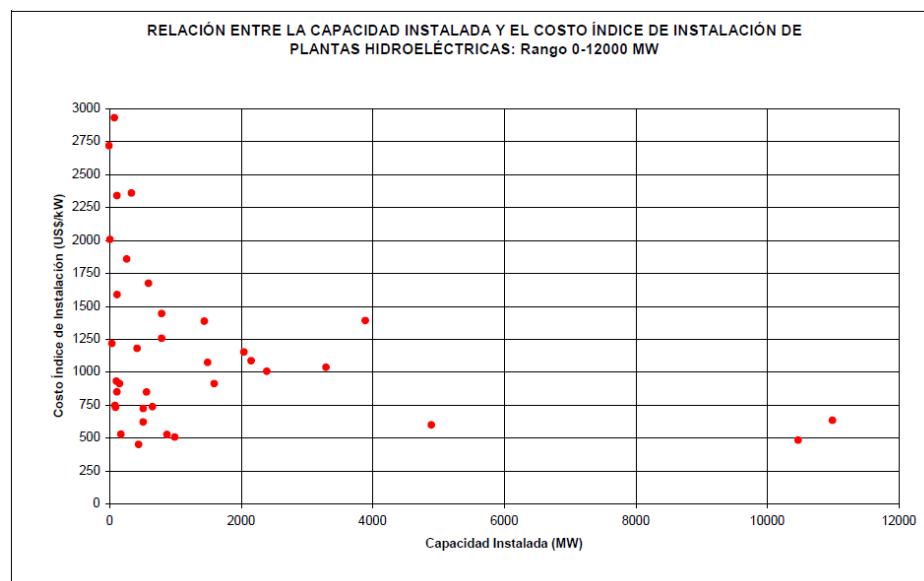
- La infraestructura disponible para la construcción del proyecto; tales como vías de acceso a los sitios de las obras e infraestructura eléctrica para el suministro de la energía durante su construcción, etc (UPME, 2005).
- El caudal del río aprovechado: Determina las características (tamaño y costo) de las obras de desviación para la construcción de la presa, y de las obras de conducción de la central (caudal de diseño) (UPME, 2005).
- El salto aprovechable junto con el caudal del río y el número de unidades, determina el tipo de turbina y la longitud de las conducciones. Es bien conocido que centrales



de alta caída requieren para una misma capacidad turbinas de menor tamaño, debido a que deben procesar un menor caudal (UPME, 2005).

De manera opuesta a lo que sucede con las plantas térmicas, en las plantas hidráulicas de generación eléctrica, la tecnología de los equipos generalmente son diseñados y fabricados a la medida de cada proyecto; por lo tanto los costos de inversión que conciernen a los equipos de una planta hidroeléctrica, poseen cambios de proyecto a proyecto aún para la misma capacidad instalada. De esta forma, teniendo en cuenta solamente el componente de costos de los equipos de las plantas hidráulicas, su expresión en términos de los Costos Índices de Instalación (CII) tiene, por su naturaleza no estandarizable, una mayor variabilidad (aleatoriedad) que la que se encuentra en el caso de las plantas térmicas. (UPME, 2005).

**Figura 4-1:** CII en función de la capacidad.



Fuente: (HRW - Hydro Review Worldwide, 1999-2003)

Según la gráfica anterior se puede observar lo siguiente:

- Entre 0MW y 500MW existe elevadísima dispersión – CII desde USD\$400/KW hasta USD\$3.000/KW
- Entre 500MW y 4000MW disminuye la dispersión – CII aproximadamente de USD\$1.000/KW después de los 1.000MW

- Entre 4.000MW y 12.000MW poca dispersión – CII aproximadamente de USD\$500/KW

En principio esta grafica estaría presentando una *ECONOMIA DE ESCALA* para las hidroeléctricas mayores de 4.000MW, sin embargo no es claro el panorama que se presenta por debajo de este valor.

En el caso de Colombia los proyectos hidroeléctricos se presentan por debajo de los 4.000MW. El análisis presentado a continuación se enfoca en hidroeléctricas con potencias entre 5KW y 660MW que es donde se encuentra la mayor dispersión.

Todos los valores presentados a continuación, se encuentran ajustados a dólares americanos de 2005. Las siguientes ecuaciones son válidas para el rango:

$$\forall x > 0, x \in R \wedge \forall f(x) > 0, f(x) \in R$$

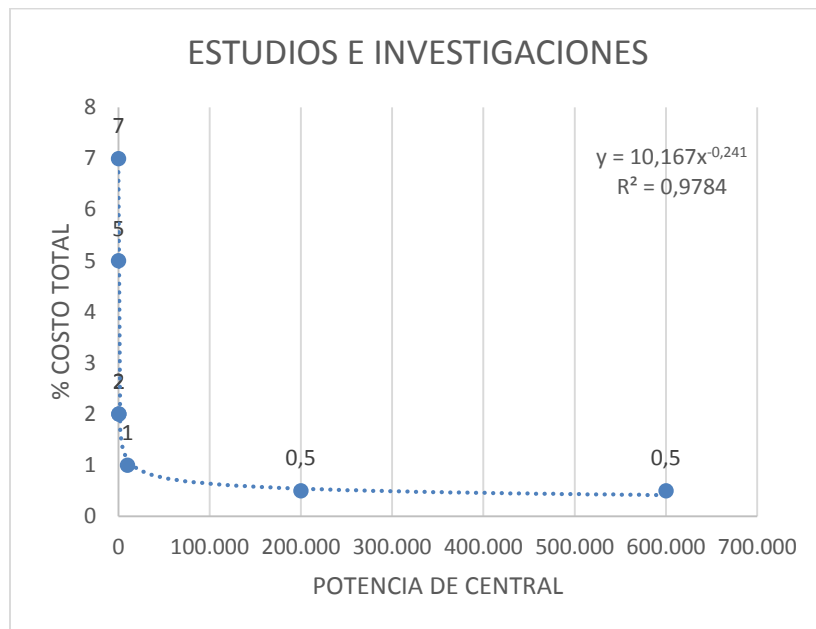
### 4.3.1 Estudios e investigaciones

En este componente se incluyen estudios básicos tales como: geología, hidrología, topografía, sísmica, estudios de potencial del recurso, etc. Para las hidroeléctricas, como para otras tecnologías el costo de los estudios e investigaciones, se considera como un porcentaje de los costos de inversión (UPME, 2005).

**Tabla 4-1:** Estudios e investigaciones.

Tipo de central		Estudios e investigaciones [%]
1	Picocentral (5 kW)	7,0
2	Microcentral (50 kW)	5,0
3	Minicentral de caída media (500 kW)	2,0
4	Minicentral de baja caída (500 kW)	2,0
5	PCH (10 MW)	1,0
6	Central hidroeléctrica (200 MW)	0,5
7	Central hidroeléctrica (600 MW)	0,5

Fuente: (UPME, 2005)

**Figura 4-2:** Estudios e investigaciones.

Fuente: El Autor

Aplicando la definición de Economía de Escala:

$$f(x) = 10,167x^{-0,241}$$

Para  $t = 2$

$$X_1 = 1.500.000 \text{ KW} \rightarrow f(tx_1) = 0,2794; \quad tf(x_1) = 0,6604$$

$$X_2 = 2.000.000 \text{ KW} \rightarrow f(tx_2) = 0,2607; \quad tf(x_2) = 0,6161$$

Como  $f(tx) < tf(x)$ , cumple con la definición de economía de escala.

Aplicando el método de máximos y mínimos y puntos de inflexión:

$$f'(x) = -2,45025x^{-1,241}$$

Como  $f' \neq 0$  implica que la función no tiene máximos o mínimos. Por lo tanto se analiza la tendencia de la ecuación de por medio del límite con  $X \rightarrow \infty$

$$\lim_{x \rightarrow \infty} 10,167x^{-0,241} = 0$$

Esto implica que de acuerdo con la definición de economías de escala, los costos de este componente disminuyen de forma consistente, a medida que aumenta la potencia de la hidroeléctrica.

$$f''(x) = 3,04076x^{-2,241}$$

Como  $f'' \neq 0$  implica que la función no tiene puntos de inflexión.

Como  $f''(x) > 0$  implica que la función es cóncava a hacia arriba y  $f'(x) < 0, \forall x > 0, x \in R$ , la función es decreciente. Se concluye que a medida que aumenta la potencia de la hidroeléctrica, disminuirá el porcentaje del costo total.

Para este componente se evidencia una fuerte tendencia a presentar economías de escala como porcentaje del costo total del proyecto. Mientras más grande el proyecto, menor será el costo de investigación comparado con el costo total del mismo.

### 4.3.2 Predios

Se toma como base un valor de USD\$3.500/ha (UPME, 2005). Este valor es uniforme y no depende del tipo de central de hidroeléctrica, por lo tanto presenta rendimientos a escala constante; a menos que se incluya el costo de oportunidad de las tierras, costo que habitualmente no es incluido en los presupuestos

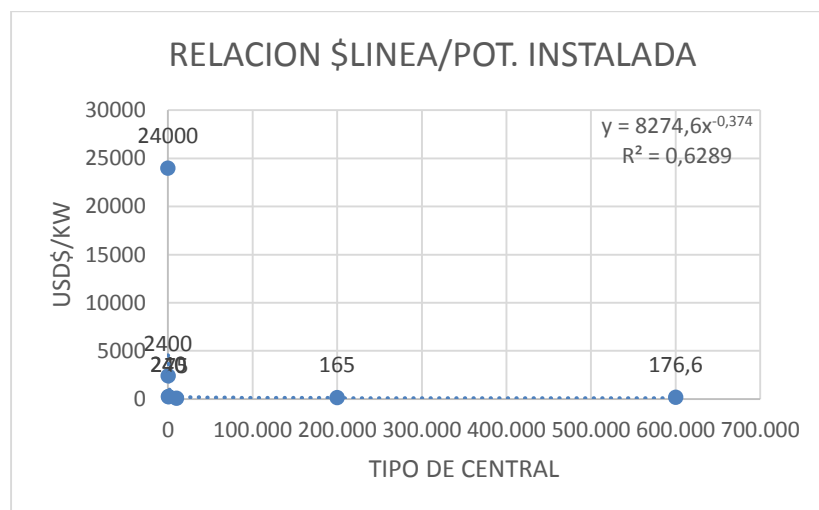
### 4.3.3 Infraestructura

Línea de conexión: Incluye la construcción de líneas de conexión, no tiene en cuenta la subestación. Se determinan las especificaciones de la línea requerida, se calculan unos costos unitarios, se determina la longitud de las nuevas líneas al sistema interconectado o a la zona atendida, según se considere la alternativa para zonas interconectadas o no interconectadas y se calcula el costo total de este ítem (UPME, 2005).

**Tabla 4-2:** Costos de líneas de transmisión para diferentes potencias.

Tipo de Central		Costo Max. de la línea en USD	Relación línea/Pot. instalada [USD/KW]
1	Picocentral (5 kW)	120.000	24.000
2	Microcentral (50 kW)	120.000	2.400
3	Minicentral de caída media (500 kW)	120.000	240
4	Minicentral de baja caída (500 kW)	120.000	240
5	PCH (10 MW)	750.000	75
6	Central hidroeléctrica (200 MW)	33.000.000	165
7	Central hidroeléctrica (600 MW)	106.000.000	176,6

Fuente: (UPME, 2005). Cálculos: El autor

**Figura 4-3:** Costos de líneas de transmisión para diferentes potencias

Fuente: El Autor

Aplicando la definición de Economía de Escala:

$$f(x) = 8.274,6x^{-0,374}$$

Para  $t = 2$ 

$$X_1 = 1.500.000\text{KW} \rightarrow f(tx_1) = 31,2827; \quad tf(x_1) = 81,0751$$

$$X_2 = 2.000.000\text{KW} \rightarrow f(tx_2) = 28,0916; \quad tf(x_2) = 72,8048$$

Como  $f(tx) < tf(x)$  cumple con la definición de economía de escala.

Aplicando el método de máximos y mínimos y puntos de inflexión:

$$f'(x) = -3.094,7x^{-1,374}$$

Como  $f' \neq 0$  implica que la función no tiene máximos o mínimos. Por lo tanto se analiza la tendencia de la ecuación de por medio del límite con  $X \rightarrow \infty$

$$\lim_{x \rightarrow \infty} 8.274,6x^{-0,374} = 0$$

Esto implica que de acuerdo con la definición de economías de escala, los costos de este componente disminuyen de forma consistente a medida que aumenta la potencia de la hidroeléctrica.

$$f''(x) = 4.252,12x^{-2,374}$$

Como  $f'' \neq 0$  implica que la función no tiene puntos de inflexión.

Como  $f''(x) > 0$  implica que la función es cóncava a hacia arriba y  $f'(x) < 0$ ,  $\forall x > 0$ ,  $x \in R$ , la función es decreciente. Se concluye que se presenta economía de escala.

Para centrales con potencia menor a 1MW el costo máximo de la línea de transmisión no varía. Al volverse este costo un costo fijo, presenta una fuerte tendencia de economía de escala al aumentar la potencia al interior de este rango. Cuando se analizan las centrales mayores a 10MW, este componente presenta deseconomía de escala, de acuerdo a los datos de la tabla 4-2. Sin embargo, al realizar la regresión lineal, el R2 que mejor aproximó los datos presenta una ecuación de tipo potencial. Esta ecuación al aplicar la definición de economía de escala predice que los costos deberían seguir disminuyendo con una tendencia a cero.

Idealmente, las inversiones deben ser proporcionales a la capacidad que suministran. Para las líneas de transmisión, esto no es claramente el caso. El costo de construir la línea misma, es sobre todo proporcional a su longitud debido a la necesidad de adquirir el derecho de vía, adaptar el terreno y erigir las torres. La clasificación de la línea afecta el costo sólo a través del tamaño de los conductores y la altura que deben tener las torres para acomodar voltajes más altos. Además, se deben construir nuevas subestaciones en

ambos extremos o ampliar las existentes. Este costo es significativo y casi independiente de la cantidad de energía activa que la línea puede transportar. Debido a estos costos fijos, el costo promedio de transmisión de electricidad disminuye con la cantidad transportada. Por lo tanto, las redes de transmisión implican importantes economías de escala (Kirschen & Strbac, 2004).

#### 4.3.4 Obras Civiles

Considera los costos de la infraestructura física requerida para el aprovechamiento del recurso hídrico (UPME, 2005).

**Obras de presa o azud:** A continuación se presenta el análisis del costo de la presa o azud para las diferentes plantas típicas consideradas (UPME, 2005).

**Picocentral (5 kW):** Se presenta el análisis para una pequeña presa de concreto reforzado. Las dimensiones estimadas son (UPME, 2005):

5 metros de ancho, 1.5 metros de alto y 0.5 metros de ancho.

Costo=USD\$1.219

**Microcentral (50 kW):** Se presenta el análisis para una pequeña presa de concreto reforzado, con un azud y una rejilla de fondo para efectos de la captación del caudal requerido (UPME, 2005).

Costo=USD\$9.375

**Minicentral de caída media (500 kW):** Se presenta el análisis para una pequeña presa de concreto reforzado, con un azud y una rejilla de fondo para efectos de la captación del caudal requerido (UPME, 2005).

Costo=USD\$15.180

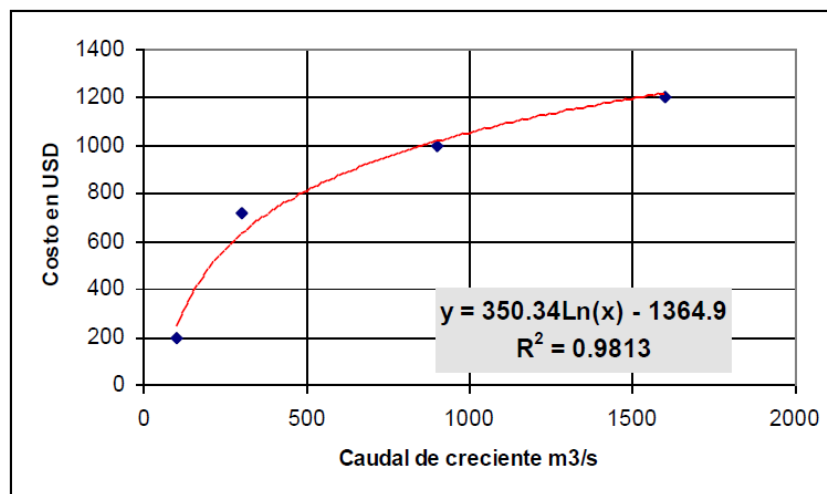
**Minicentral de baja caída (500 kW):** Se presenta el análisis para una barrera subacuática, una ataguía y unos muros de cierre que constituyen un control hidráulico para aumentar el nivel del agua en este tipo de centrales de baja caída (UPME, 2005).

Costo=USD\$232.224

**PCH (10 MW):** Se presenta el ajuste utilizado para el análisis de costos del azud en función del caudal de diseño del vertedero para las PCHs, obtenido a partir de varios proyectos recientes dentro del rango de este tipo de plantas típicas. Se presentan los costos de los proyectos utilizados para el ajuste y en la parte inferior el resultado para la PCH supuesta en este análisis. A continuación se presenta la figura 4.4 que permite ajustar el costo de la presa (en miles de dólares) con respecto al caudal creciente ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) (UPME, 2005)

Costo=USD\$1.197.000.

**Figura 4-4:** Ajuste del costo de la presa para las PCHs



Fuente: (UPME, 2005)

**Central hidroeléctrica (200 MW):** Se presenta el análisis para la presa de la central hidroeléctrica de 200 MW, el cual considera una presa de Concreto Compactado con Rodillo (CCR). Dimensiones aproximadas de 70 m de altura, taludes, y un ancho de la presa de unos 150 metros (UPME, 2005).

Costo=USD\$48.578.200

**Central hidroeléctrica (600 MW):** Se presenta el análisis para la presa de la central hidroeléctrica de 600 MW, dicho análisis considera una presa de Concreto Compactado con Rodillo (CCR) dimensiones aproximadas de 180 m de altura (UPME, 2005).

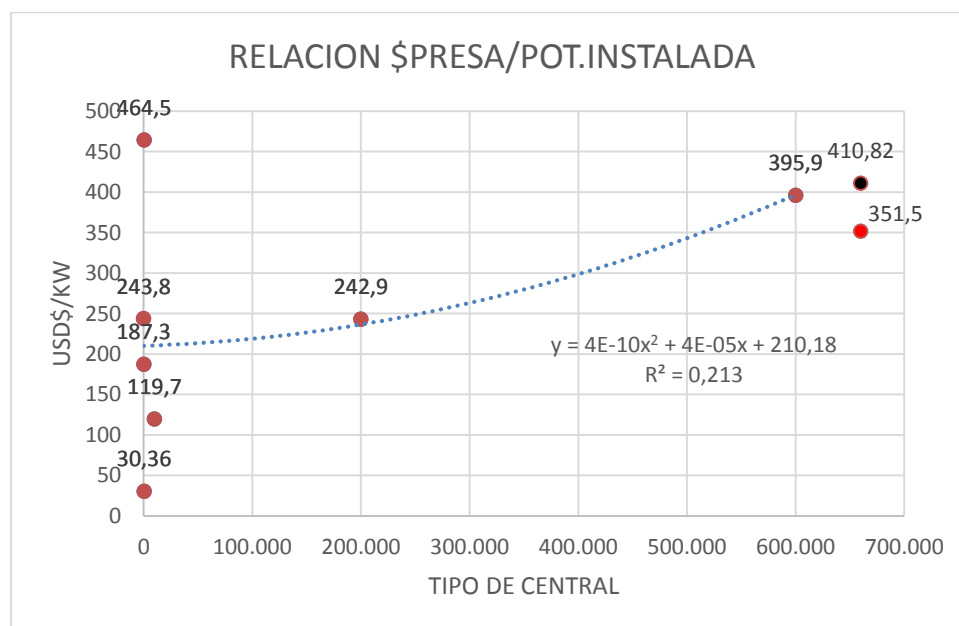
Costo=\$219.549.750



**Tabla 4-3:** Costos de la presa de la hidroeléctrica según su potencia.

Tipo de Central		Costo de la Presa en USD	Relación \$Presa/Pot. Instalada [USD/KW]
1	Picocentral (5 kW)	1.219	243,8
2	Microcentral (50 kW)	9.365	187,3
3	Minicentral de caída media (500 kW)	15.180	30,36
4	Minicentral de baja caída (500 kW)	232.224	464,5
5	PCH (10 MW)	1.197.000	119,7
6	Central hidroeléctrica (200 MW)	48.578.200	242,9
7	Central hidroeléctrica (600 MW)	219.549.750	395,9
8	Central hidroeléctrica PORCE III (660 MW). Fuente EPM	231.986.150	351,49
9	Central hidroeléctrica PORCE III (660 MW). Fuente Modelo	271.141.200	410,82

Fuente: (UPME, 2005). Cálculos: El autor

**Figura 4-5:** Costos de la presa de la hidroeléctrica según su potencia.

Fuente: El Autor

Aplicando la definición de Economía de Escala:

$$f(x) = 4E^{-10}x^2 + 4E^{-5}x + 210,18$$

Para  $t = 2$

$$X_1 = 1.500.000KW \rightarrow f(tx_1) = 3.930,18; \quad tf(x_1) = 2.340,36$$

$$X_2 = 2.000.000KW \rightarrow f(tx_2) = 6.770,18; \quad tf(x_2) = 3.780,36$$

Como  $f(tx) > tf(x)$ , cumple con la definición de deseconomía de escala.

Aplicando el método de máximos y mínimos y puntos de inflexión:

$$f'(x) = 8E^{-10}x + 4E^{-5}$$

$$\text{Haciendo } f' = 0 \rightarrow x = -50.000 \rightarrow x < 0$$

Como este análisis solo aplica  $\forall x > 0, x \in R$ , implica que la función no posee mínimo o máximo en el rango analizado.

$$f''(x) = 8E^{-10}$$

Como  $f''(x) > 0$  se confirma que se presenta un mínimo en  $x = -50.000$

Esto también implica que la función es cóncava a hacia arriba y como  $f'(x) > 0, \forall x > 0, x \in R$  la función es creciente. Es concluye que se presenta deseconomía de escala.

Lo anterior permite concluir que para valores de  $x > 0$  no se presenta punto de inflexión, lo que muestra que es un costo que a medida que aumente la potencia de la hidroeléctrica, aumentará de manera exponencial el costo de la presa.

Además se puede observar que en las potencias pequeñas, se presenta una economía de escala hasta los 500KW, mientras en las grandes hidroeléctricas se presenta deseconomía de escala. Solo es comparar el costo de las presas de las hidroeléctricas de 10MW, 200MW y 600MW para observar como los precios se elevan de forma exponencial, sin ninguna relación con la potencia instalada. Esto es acorde con lo comentado por Ansar et al. (2014), acerca del sobre costo que se genera al construir una presa más grande. La principal causa

de esto es que el volumen de material necesario para construir una presa aumenta de forma exponencial, mientras que la altura aumenta de forma lineal.

Para analizar la veracidad del modelo se realiza el análisis de error:

$$Ea = 410,82 - 351,5 = 59,32$$

$$Er = \frac{59,32}{351,5} = 0,1687$$

$$Error\ Porcentual = 0,1687 * 100\% = 16,87\%$$

El error presentado en el modelo es “moderado”, sin embargo no existe un valor unificado para tomar como alto o bajo el nivel de error de un modelo. Esto es una muestra que el componente PRESA posee un alto nivel de incertidumbre al momento de realizar un presupuesto para su construcción. Esta incertidumbre tan elevada también juega un papel importante al momento de realizar los presupuestos y ocasiona que se presenten los desbordamientos en el calendario y en el presupuesto. Es decir, no es solo por “la ilusión psicológica y el engaño político” que se presentan con tanta frecuencia los errores al momento de presupuestar una hidroeléctrica. Es modelo posee un  $R^2$  débil por lo que se recomienda aumentar el número de datos para poder mejorarlo.

### 4.3.5 Captaciones y Desarenadores

Las captaciones aplican para las potencias de 200MW y 600MW, mientras los desarenadores aplican para las demás (UPME, 2005).

**Tabla 4-4:** Análisis del costo de la captación/desarenador.

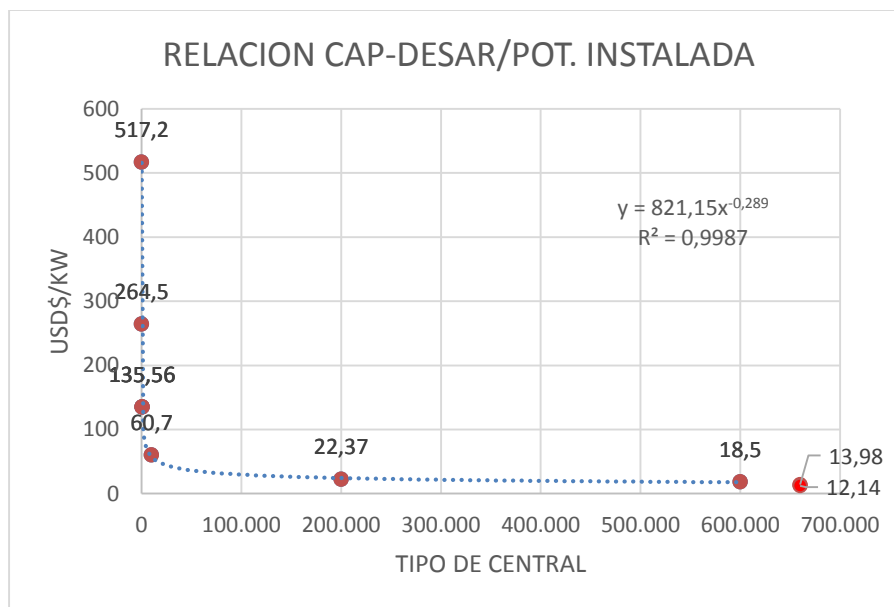
Tipo de Central		Costo de la Captación – Desarenador USD	Relación \$Cap-Desar/Pot. Instalada [USD/KW]
1	Picocentral (5 kW)	2.586	517,2
2	Microcentral (50 kW)	13.225	264,5
3	Minicentral de caída media (500 kW)	67.799	135,56
4	Minicentral de baja caída (500 kW)	67.799	135,56

Tabla 4-4: continuación

Tipo de Central		Costo de la Captación – Desarenador USD	Relación \$Cap-Desar./Pot. Instalada [USD/KW]
5	PCH (10 MW)	607.616	60,7
6	Central hidroeléctrica (200 MW)	4.474.900	22,37
7	Central hidroeléctrica (600 MW)	11.091.200	18,5
8	Central hidroeléctrica PORCE III (660 MW). Fuente EPM	8.014.826	12,14
9	Central hidroeléctrica PORCE III (660 MW). Fuente Modelo	9.226.800	13,98

Fuente: (UPME, 2005). Cálculos: El autor

Figura 4-6: Análisis del costo de la captación/desarenador



Fuente: El Autor

Aplicando la definición de Economía de Escala:

$$f(x) = 821,15x^{-0,289}$$

Para t = 2

$$X_1 = 1.500.000\text{KW} \rightarrow f(tx_1) = 11,0290; \quad tf(x_1) = 26,9502$$

$$X_2 = 2.000.000\text{KW} \rightarrow f(tx_2) = 10,1491; \quad tf(x_2) = 24,8002$$

Como  $f(tx) < tf(x)$ , cumple con la definición de economía de escala.

Aplicando el método de máximos y mínimos y puntos de inflexión:

$$f'(x) = -237,31x^{-1,289}$$

Como  $f' \neq 0$  implica que la función no tiene máximos o mínimos. Por lo tanto se analiza la tendencia de la ecuación de por medio del límite con  $X \rightarrow \infty$

$$\lim_{x \rightarrow \infty} 821,15x^{-0,289} = 0$$

Esto implica que de acuerdo con la definición de economías de escala, los costos de este componente disminuyen de forma consistente a medida que aumenta la potencia de la hidroeléctrica.

$$f''(x) = 305,90x^{-2,289}$$

Como  $f'' \neq 0$  implica que la función no tiene puntos de inflexión.

Como  $f''(x) > 0$  implica que la función es cóncava a hacia arriba y  $f'(x) < 0$ ,  $\forall x > 0$ ,  $x \in R$ , la función es decreciente. Se concluye que se presenta economía de escala.

Este componente presenta una fuerte tendencia a presentar economía de escala, pues los costos tienen tendencia a disminuir a medida que la central es más grande. La regresión elaborada posee un valor de  $R^2$  muy cercano a 1 lo que permite aceptar la tendencia como cierta.

Para analizar la veracidad del modelo se realiza el análisis de error:

$$Ea = 13,98 - 12,14 = 1,84$$

$$Er = \frac{1,84}{12,14} = 0,1516$$

$$Error\ Porcentual = 0,1516 * 100\% = 15,16\%$$

El error presentado en el modelo es “moderado”. Este modelo posee un  $R^2$  muy fuerte por lo que se puede aceptar. Este error presenta que los costos estuvieron por debajo del modelo. Sin embargo, el error es aceptable pues no es muy representativo. En este componente el costo real fue de USD\$8.014.826, mientras que el modelo arrojaba que el

costo debería de ser USD\$ 9.226.800; esto es un ahorro de USD\$ 1.211.974, es decir, un ahorro del 13.13%. Para este componente, se ejecutó el presupuesto de forma eficiente.

#### 4.3.6 Conducciones

Para Picocentrales, Microcentrales y Minicentrales consisten en tuberías superficiales (UPME, 2005). Para PCHs y mayores consisten en túneles en concreto lanzado para la zona de baja presión y túnel blindado en el último tramo de alta presión según se presentan a continuación (UPME, 2005).

**Picocentral (5 kW):** Se presenta el análisis para una tubería de PVC de 0.12 m (6 pulgadas) de diámetro (UPME, 2005).

**Microcentral (50 kW):** Se presenta el análisis para una tubería de PVC de 0.30 m (12 pulgadas) de diámetro (UPME, 2005).

**Minicentral de caída media (500 kW):** Se presenta el análisis para un canal cubierto y una tubería de 0.60 m de diámetro (UPME, 2005).

**Minicentral de baja caída (500 kW):** En este tipo de central no existen conducciones de gran longitud, el agua hace un corto recorrido por conductos incorporados a la misma casa de máquinas, y es descargada en el río por un canal corto inmediatamente después de pasar por las turbinas Kaplan (UPME, 2005).

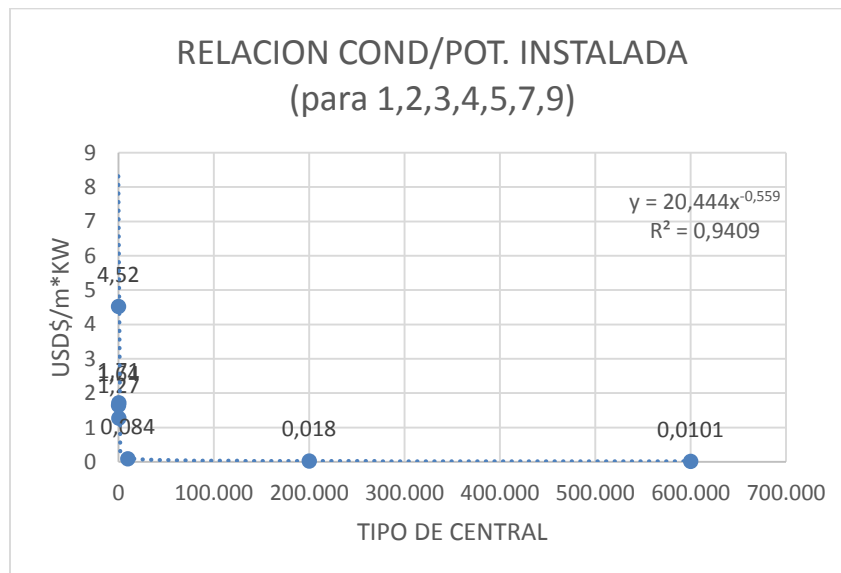
**PCH (10 MW):** Para esta central se define un túnel con sección mínima de excavación (diámetro efectivo de 2,5 m), y una conducción superficial a presión en acero ASTM 53C clase 1 con diámetro de 1,9 m y un espesor de 20 mm (UPME, 2005).

**Central Hidroeléctrica (200 MW):** Se presenta el análisis del costo de los túneles de baja presión y blindado para la central hidroeléctrica de 200 MW. El túnel sin blindaje tiene un diámetro efectivo de 6,12 m y en el túnel blindado la velocidad puede ser mayor (4,5 m/s), para un diámetro de 5,32 m. En el túnel sin blindaje se considera concreto y la malla de refuerzo para la losa de piso. De otro lado, Los costos por m<sup>2</sup> de tratamiento fueron obtenidos considerando tratamientos para roca sana 60%, fracturada 35% y falla o portal 5%. Para el blindaje se considera acero ASTM 53C clase 1 y espesor de 30 mm (UPME, 2005).

**Tabla 4-5:** Análisis del costo de la conducción.

Tipo de Central		Costo de la Conducción USD	Relación \$Cond/Pot. Instalada [USD/m*kW]
1	Picocentral (5 kW)	22,63	4,52
2	Microcentral (50 kW)	82,3	1,64
3	Minicentral con canal cubierto (500 kW)	637,4	1,27
4	Minicentral con conducción (500 kW)	855	1,71
5	PCH con túnel (10 MW)	844,9	0,084
6	PCH con tubería superficial (10 MW)	4.148	0,414
7	Central hidroeléctrica sin blindaje (200 MW)	3.625	0,018
8	Central hidroeléctrica con blindaje (200 MW)	16.546	0,082
9	Central hidroeléctrica sin blindaje (600 MW)	6.104	0,0101
10	Central hidroeléctrica con blindaje (600 MW)	23.432	0,039

Fuente: (UPME, 2005). Cálculos: El autor

**Figura 4-7:** Análisis del costo de la conducción

Fuente: El Autor

Aplicando la definición de Economía de Escala:

$$f(x) = 20,444x^{-0,559}$$

Para  $t = 2$

$$X_1 = 1.500.000\text{KW} \rightarrow f(tx_1) = 0,0049; \quad tf(x_1) = 0,0144$$

$$X_2 = 2.000.000\text{KW} \rightarrow f(tx_2) = 0,0042; \quad tf(x_2) = 0,0123$$

Como  $f(tx) < tf(x)$  cumple con la definición de economía de escala.

Aplicando el método de máximos y mínimos y puntos de inflexión:

$$f'(x) = -11,43x^{-1,559}$$

Como  $f' \neq 0$  implica que la función no tiene máximos o mínimos. Por lo tanto se analiza la tendencia de la ecuación de por medio del límite con  $X \rightarrow \infty$

$$\lim_{x \rightarrow \infty} 20,444x^{-0,559} = 0$$

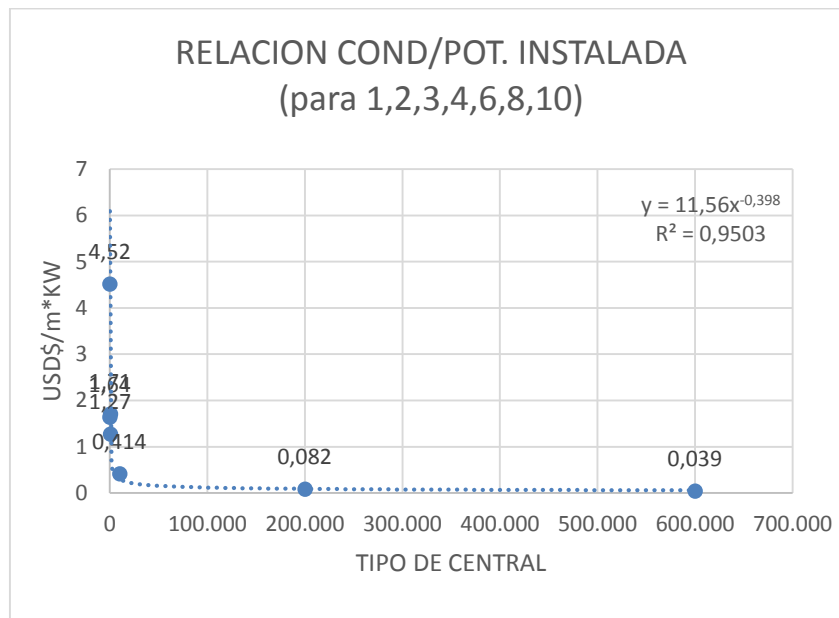
Esto implica que de acuerdo con la definición de economías de escala, los costos de este componente disminuyen de forma consistente a medida que aumenta la potencia de la hidroeléctrica.

$$f''(x) = 17,82x^{-2,559}$$

Como  $f'' \neq 0$  implica que la función no tiene puntos de inflexión

Como  $f''(x) > 0$  implica que la función es cóncava a hacia arriba y  $f'(x) < 0, \forall x > 0, x \in R$ , la función es decreciente. Se concluye que se presenta economía de escala.



**Figura 4-8:** Análisis del costo de la conducción.

Fuente: El Autor

Aplicando la definición de Economía de Escala:

$$f(x) = 11,56x^{-0,398}$$

Para  $t = 2$

$$X_1 = 1.500.000KW \rightarrow f(tx_1) = 0,0306; \quad tf(x_1) = 0,0805$$

$$X_2 = 2.000.000KW \rightarrow f(tx_2) = 0,0272; \quad tf(x_2) = 0,0718$$

Como  $f(tx) < tf(x)$ , cumple con la definición de economía de escala.

Aplicando el método de máximos y mínimos y puntos de inflexión:

$$f'(x) = -4,60x^{-1,398}$$

Como  $f' \neq 0$  implica que la función no tiene máximos o mínimos. Por lo tanto se analiza la tendencia de la ecuación de por medio del límite con  $X \rightarrow \infty$

$$\lim_{x \rightarrow \infty} 11,56x^{-0,398} = 0$$

Esto implica que de acuerdo con la definición de economías de escala, los costos de este componente disminuyen de forma consistente a medida que aumenta la potencia de la hidroeléctrica.

$$f''(x) = 6,4308x^{-2,398}$$

Como  $f'' \neq 0$  implica que la función no tiene puntos de inflexión.

Como  $f''(x) > 0$  implica que la función es cóncava a hacia arriba y  $f'(x) < 0, \forall x > 0, x \in R$ , la función es decreciente. Se concluye que se presenta economía de escala.

Revisando los resultados de la tabla, se presentan economías de escala para las centrales mayores de 200MW. Esto siempre que se diferencien las conducciones con y sin blindaje. Para las demás centrales hidroeléctricas se presentan valores aleatorios, que no permiten definir si se presenta un beneficio o no al hacer el proyecto más grande. Debido a que las figuras 4-7 y 4-8 presentan una tendencia de disminución de costos, con un  $R^2$  muy aceptable, se puede concluir entonces que para centrales mayores a 200MW, se presenta economía de escala.

### 4.3.7 Casa de Máquinas

Para las PCHs o menores se suponen casas de máquinas superficiales las cuales se dimensionan teniendo en cuenta el número de unidades, el tamaño de cada una de ellas así como los requerimientos para equipos auxiliares, de control y talleres; para las centrales hidroeléctricas se requiere casa de máquinas subterránea (UPME, 2005).

Para las **Picocentrales, Microcentrales y Minicentral de caída media**, la experiencia ha enseñado que los costos están dados sin variaciones significativas. Estos costos se presentan en la tabla 4-6 a continuación (UPME, 2005).

- **Minicentral de Baja Caída:** De acuerdo a las necesidades de excavaciones; concreto, acero de refuerzo, entre otros, se ha logrado establecer un costo promedio de la casa de máquinas para esta central (UPME, 2005).  
Costo=USD\$663.120

- **PCH's:** El análisis de costos se basa en la figura 4-9 a continuación. Para la elaboración de la curva, la firma Integral utilizó información de 3 PCH's con las cuales realiza una regresión lineal con un alto nivel de confiabilidad al poseer un R2 muy cercano a 1. Para este análisis se utiliza el costo de la PCH de 10MW (UPME, 2005).

Costo=USD\$680.000

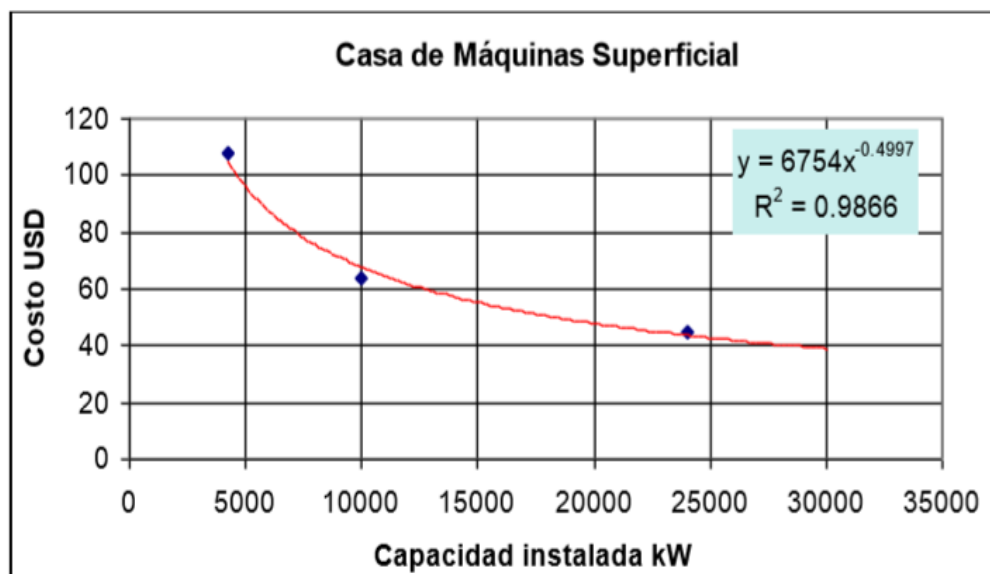
- **Central Hidroeléctrica (200 MW):** De acuerdo a las necesidades de excavaciones; concreto, acero de refuerzo, entre otros, se ha logrado establecer un costo promedio de la casa de máquinas para esta central (UPME, 2005).

Costo=USD\$9.416.250

- **Central Hidroeléctrica (600 MW):** De acuerdo a las necesidades de excavaciones, concreto, acero de refuerzo, entre otros, se ha logrado establecer un costo promedio de la casa de máquinas para esta central (UPME, 2005).

Costo=USD\$24.024.000

**Figura 4-9:** Ajuste del costo de la capacidad de la casa de máquinas para las PCH's.

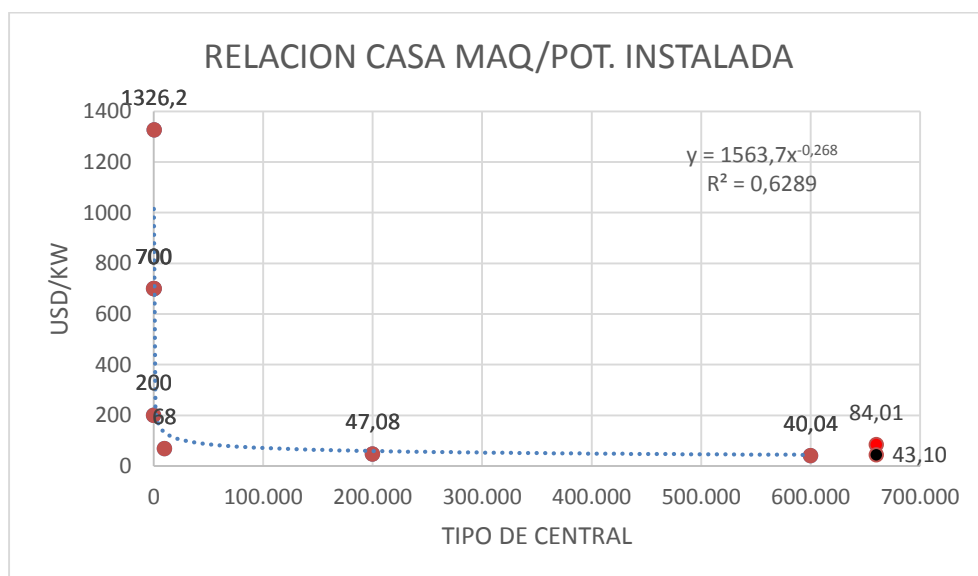


Fuente: (UPME, 2005)

**Tabla 4-6.:** Análisis de costos de la casa de máquinas

Tipo de Central		Costo de la Casa de Máquinas [USD]	Relación \$Casa Maq/Pot. Instalada [USD/kW]
1	Picocentral (5 kW)	3.500	700
2	Microcentral (50 kW)	10.000	200
3	Minicentral de caída media (500 kW)	350.000	700
4	Minicentral de baja caída (500 kW)	663.120	1.326,2
5	PCH (10 MW)	680.000	68
6	Central hidroeléctrica (200 MW)	9.416.250	47,08
7	Central hidroeléctrica (600 MW)	24.024.000	40,04
8	Central hidroeléctrica PORCE III (660 MW). Fuente EPM	55.447.810	84,01
9	Central hidroeléctrica PORCE III (660 MW). Fuente Modelo	28.446.000	43,10

Fuente: (UPME, 2005). Cálculos: El autor

**Figura 4-10:** Análisis de costos de la casa de máquinas.

Fuente: El Autor

Aplicando la definición de Economía de Escala:

$$f(x) = 1.563,7x^{-0,268}$$

Para  $t = 2$

$$X_1 = 1.500.000\text{KW} \rightarrow f(tx_1) = 28,7266; \quad tf(x_1) = 69,1817$$

$$X_2 = 2.000.000\text{KW} \rightarrow f(tx_2) = 26,5951; \quad tf(x_2) = 64,0483$$

Como  $f(tx) < tf(x)$ , cumple con la definición de economía de escala.

Aplicando el método de máximos y mínimos y puntos de inflexión:

$$f'(x) = -419,07x^{-1,268}$$

Como  $f' \neq 0$  implica que la función no tiene máximos o mínimos. Por lo tanto se analiza la tendencia de la ecuación de por medio del límite con  $X \rightarrow \infty$

$$\lim_{x \rightarrow \infty} 1.563,7x^{-0,268} = 0$$

Esto implica que de acuerdo con la definición de economías de escala, los costos de este componente disminuyen de forma consistente a medida que aumenta la potencia de la hidroeléctrica.

$$f''(x) = 531,38x^{-2,268}$$

Como  $f'' \neq 0$  implica que la función no tiene puntos de inflexión.

Como  $f''(x) > 0$  implica que la función es cóncava a hacia arriba y  $f'(x) < 0$ ,  $\forall x > 0$ ,  $x \in R$ , la función es decreciente. Se concluye que se presenta economía de escala.

Para este componente se presenta una fuerte dispersión de los costos. Según los datos de la tabla 4-6, se demuestra que no se presenta economía de escala para las centrales menores a 1MW. Sin embargo, visualizando los costos para las centrales de 200MW y 600MW se observa una disminución en los costos de adquisición. De acuerdo con la figura 4.10, la tendencia es presentar economías de escala.

Para analizar la veracidad del modelo se realiza el análisis de error:

$$Ea = 43,10 - 84,01 = -40,91$$

$$Er = \frac{-40,91}{84,01} = -0,4870$$

$$Error\ Porcentual = -0,4870 * 100\% = -48,70\%$$

El error presentado en el modelo es “alto”. Este error es negativo debido a que el valor del modelo es menor que el valor real. Es modelo posee un  $R^2$  fuerte por lo que se puede aceptar el modelo. Para este componente, el modelo está presentando los altos costos en que se incurrieron en Porce III. El costo de la casa de máquinas debería ser de USD\$ 28.446.000, mientras que en la realidad fue de USD\$ 55.447.810, esto representa un sobre costo de USD\$ 27.001.810, es decir un 94.92%.

#### 4.3.8 Descarga

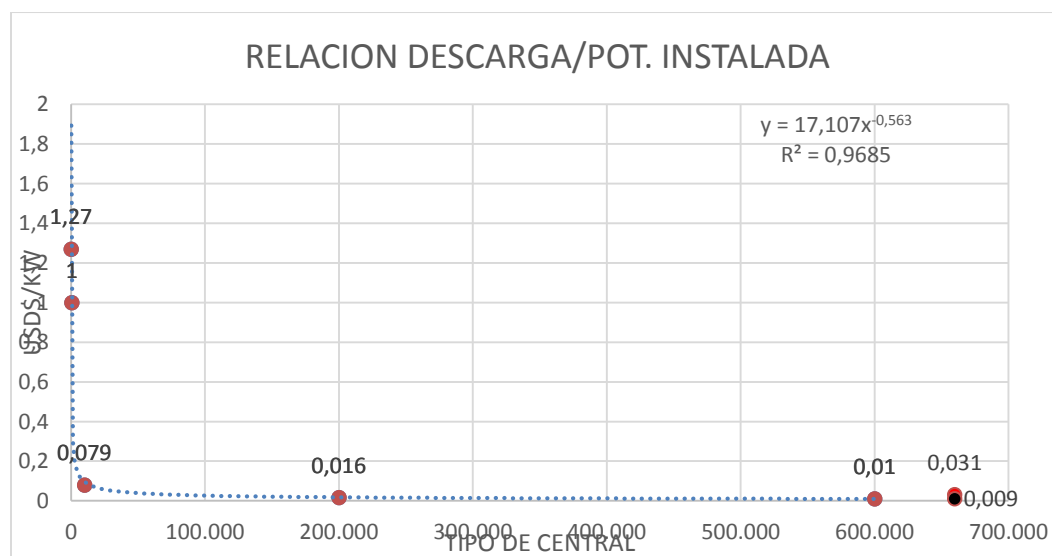
La descarga depende del diseño de cada una de ellas (UPME, 2005).

- **Picocentrales (5 kW):** En esta planta la descarga se considera dentro del costos de la casa de máquinas, dado el bajo caudal de diseño (UPME, 2005).
- **Microcentrales (50 kW):** Para esta planta se supone una descarga con una canaleta prefabricada (UPME, 2005).  
Costo=USD\$63.76
- **Minicentral de caída media (500 kW):** Costo de una canaleta al descubierto para la descarga de esta planta (UPME, 2005).  
Costo=USD\$499,5
- **Minicentral de baja caída (500 kW):** La Descarga se considera integrada a la casa de máquinas (UPME, 2005).
- **PCH (10 MW):** Costo de una canaleta al descubierto para la descarga de esta planta (UPME, 2005).  
Costo=USD\$796,2
- **Central Hidroeléctrica (200 MW):** Para la descarga de esta planta se aplican los mismos costos planteados para túnel sin blindaje para un diámetro de 6,12 m (UPME, 2005).  
Costo=USD\$3.265
- **Central Hidroeléctrica (600 MW):** Para la descarga de esta planta se aplican los mismos costos unitarios planteados para túnel sin blindaje para un diámetro de 8,3 m (UPME, 2005).  
Costo=USD\$6.104

**Tabla 4-7:** Análisis de costos de la descarga.

Tipo de Central		Costo de la Descarga [USD/m]	Relación \$Descarga/Pot. Instalada [USD/m*kW]
1	Picocentral (5 kW)	0	0
2	Microcentral (50 kW)	63,76	1,27
3	Minicentral de caída media (500 kW)	499,5	1
4	Minicentral de baja caída (500 kW)	0	0
5	PCH (10 MW)	796,2	0,079
6	Central hidroeléctrica (200 MW)	3.265	0,016
7	Central hidroeléctrica (600 MW)	6.104	0,010
8	Central hidroeléctrica PORCE III (660 MW). Fuente EPM	20.353,79	0,031
9	Central hidroeléctrica PORCE III (660 MW). Fuente Modelo	5.940	0,009

Fuente: (UPME, 2005). Cálculos: El autor

**Figura 4-11:** Análisis de costos de la descarga.

Fuente: El Autor.

Aplicando la definición de Economía de Escala:

$$f(x) = 17,107x^{-0,563}$$

Para  $t = 2$

$$X_1 = 1.500.000\text{KW} \rightarrow f(tx_1) = 0,0039; \quad tf(x_1) = 0,0114$$

$$X_2 = 2.000.000\text{KW} \rightarrow f(tx_2) = 0,0033; \quad tf(x_2) = 0,0097$$

Como  $f(tx) < tf(x)$  cumple con la definición de economía de escala.

Aplicando el método de máximos y mínimos y puntos de inflexión:

$$f'(x) = -9,631x^{-1,563}$$

Como  $f' \neq 0$  implica que la función no tiene máximos o mínimos. Por lo tanto se analiza la tendencia de la ecuación de por medio del límite con  $X \rightarrow \infty$

$$\lim_{x \rightarrow \infty} 17,107x^{-0,563} = 0$$

Esto implica que de acuerdo con la definición de economías de escala, los costos de este componente disminuyen de forma consistente a medida que aumenta la potencia de la hidroeléctrica.

$$f''(x) = 15,053x^{-2,563}$$

Como  $f'' \neq 0$  implica que la función no tiene puntos de inflexión.

Como  $f''(x) > 0$  implica que la función es cóncava a hacia arriba y  $f'(x) < 0, \forall x > 0, x \in R$ , la función es decreciente. Se concluye que se presenta economía de escala.

Para este componente se presenta una tendencia a disminuir el costo, a medida que aumenta la potencia. Aunque hay datos (1 y 4) no presentan tendencia, si los anulamos no alterarán el resultado. Lo que demuestra que en general se presenta economía de escala.



Para analizar la veracidad del modelo se realiza el análisis de error:

$$Ea = 0,009 - 0,031 = -0,022$$

$$Er = \frac{-0,022}{0,031} = -0,7097$$

$$Error\ Porcentual = -0,7097 * 100\% = -70,97\%$$

El error presentado en el modelo es “muy alto”. Este error es negativo debido a que el valor del modelo es menor que el valor real. El modelo posee un  $R^2$  muy fuerte por lo que se puede aceptar el modelo. Para este componente se presenta un error muy elevado lo que muestra los sobrecostos en que se incurrieron para la fabricación del proyecto Porce III. Esto concuerda con lo planteado por (Ansar et al., 2014). Según el modelo, el costo de la descarga por metro de longitud debería de ser de USD\$ 5.940, mientras que en la realidad el costo fue de USD\$ 20.353,79. Esto representa un sobrecosto de USD\$ 14.413,79 por metro, lo que es igual a un 242,65%.

#### 4.3.9 Equipos hidromecánicos, de generación y auxiliares

Para el análisis de este componente se toman básicamente las turbinas, generadores y equipo de control. Los equipos hidromecánicos se componen de las compuertas, rejas coladeras, válvulas y demás equipos de control de la central. El diseño, tamaño y presupuesto de éstas logra establecerse con base en las condiciones de alturas de presa, salto y caudal de diseño. Los equipos auxiliares incluyen los sistemas contra incendio, aire acondicionado, bombeo de agua y aceite, plantas diésel, sistema de aire comprimido, transformadores de servicios auxiliares y tableros de distribución, entre otros (UPME, 2005).

#### **Picocentral (5 kW), Microcentral (50 kW), Minicentral de caída media (500 kW), Minicentral de baja caída (500 kW)**

Para los valores correspondientes a Minicentrales, Microcentrales y Picocentrales se tomaron los valores correspondientes a componentes suministradas por las siguientes empresas: (UPME, 2005)

TURAB Turbin & Regulatorservice AB (Turbinas tipo Francis y Kaplan) Nässjö, Sweden.

Turbinas 3HC (Turbinas tipo Michel Banki y Pelton) Lima, Perú

Wasserkraft Volk AG Am Stollen, Gutach.

ALTERNATIVE ENERGY SYSTEMS LTDA Cochabamba, Bolivia.

Lahmeyer International GmbH, Alemania.

(UPME, 2005)

**PCH (10 MW):** Se tomaron valores correspondientes a la central La Vuelta y otras hidroeléctricas, obteniendo un costo de capital para equipos electromecánicos de 319USD/kW (UPME, 2005).

**Central Hidroeléctrica (200 y 600 MW):** Para determinar los costos de equipos electromecánicos para una central de 200.000 kW, se tomaron valores de centrales similares en el país (Jaguas de ISAGEN) y por medio de la ley de Williams se hallaron los valores correspondientes para la central de 600.000 kW (UPME, 2005):

$$C = A * P^{\alpha}$$

Donde:

C = Costo de capital para equipos electromecánicos después de impuesto

A = Constante de Williams

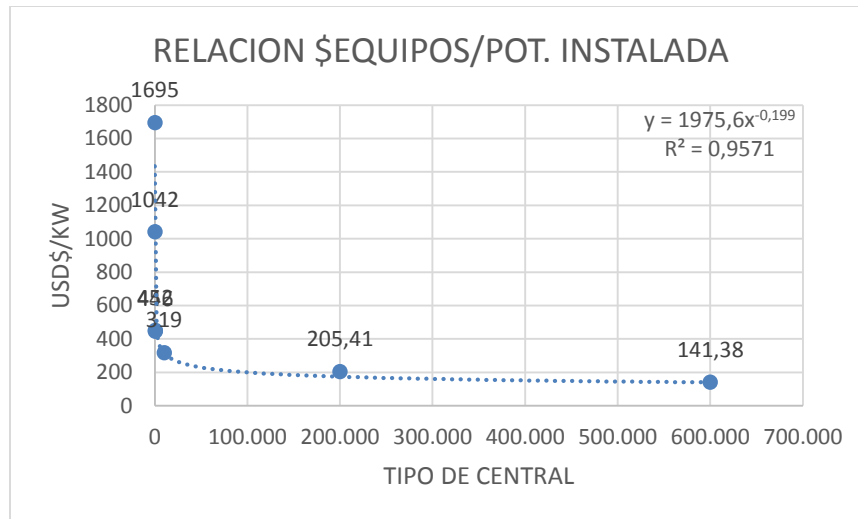
P = Capacidad

$\alpha$  = Contante equipos electromecánicos (0,66)

**Tabla 4-8:** Análisis de costos de equipos hidromecánicos, de generación y auxiliares.

	Tipo de Central	Costo de Equipos [USD]	Relación \$Equipos/Pot. Instalada [USD/kW]
1	Picocentral (5 kW)	8.475	1.695
2	Microcentral (50 kW)	52.100	1.042
3	Minicentral de caída media (500 kW)	226.000	452
4	Minicentral de baja caída (500 kW)	223.000	446
5	PCH (10 MW)	3.190.000	319
6	Central hidroeléctrica (200 MW)	41.082.000	205,41
7	Central hidroeléctrica (600 MW)	84.828.000	141,38

Fuente: (UPME, 2005). Cálculos: El autor

**Figura 4-12:** Análisis de costos de equipos hidromecánicos, de generación y auxiliares.

Fuente: El autor

Aplicando la definición de Economía de Escala:

$$f(x) = 1.975,6x^{-0,199}$$

Para  $t = 2$

$$X_1 = 1.500.000KW \rightarrow f(tx_1) = 101,5668; \quad tf(x_1) = 233,1776$$

$$X_2 = 2.000.000KW \rightarrow f(tx_2) = 95,9156; \quad tf(x_2) = 220,2034$$

Como  $f(tx) < tf(x)$ , cumple con la definición de economía de escala.

Aplicando el método de máximos y mínimos y puntos de inflexión:

$$f'(x) = -393,1444x^{-1,199}$$

Como  $f' \neq 0$  implica que la función no tiene máximos o mínimos. Por lo tanto se analiza la tendencia de la ecuación de por medio del límite con  $X \rightarrow \infty$

$$\lim_{x \rightarrow \infty} 1.975,6x^{-0,199} = 0$$

Esto implica que de acuerdo con la definición de economías de escala, los costos de este componente disminuyen de forma consistente a medida que aumenta la potencia de la hidroeléctrica.

$$f''(x) = 471,3801x^{-2,199}$$

Como  $f'' \neq 0$  implica que la función no tiene puntos de inflexión.

Como  $f''(x) > 0$  implica que la función es cóncava a hacia arriba y  $f'(x) < 0$ ,  $\forall x > 0$ ,  $x \in R$ , la función es decreciente. Se concluye que se presenta economía de escala.

Lo cual concuerda con lo comentado por Ansar et al. (2014) donde informan que los equipos electromecánicos, al ser de construcción extranjera, poseen un mejor control tanto en los precios como en los tiempos de entrega.

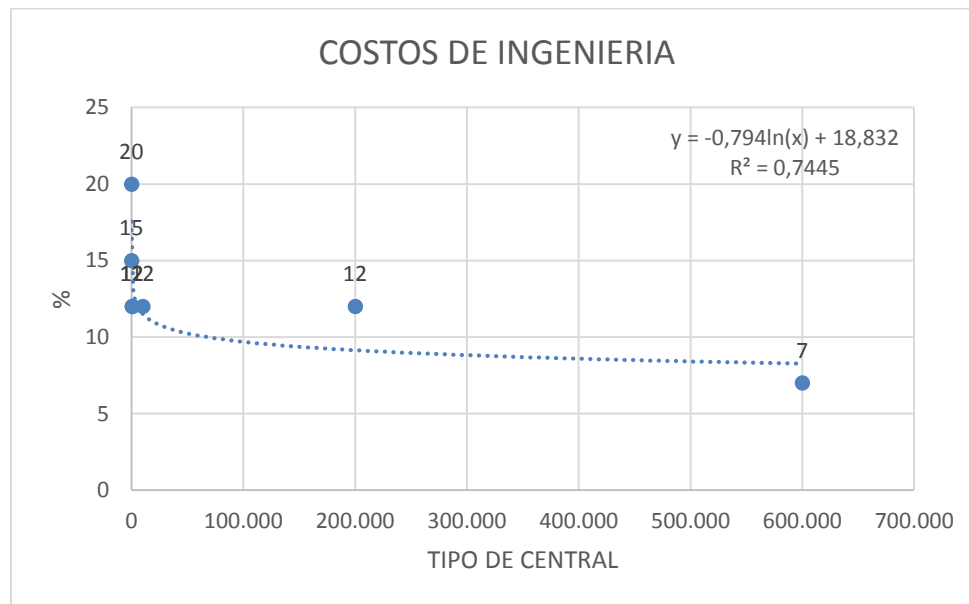
#### 4.3.10 Ingeniería

Se consideran los costos de diseño, interventoría y administración técnica y ambiental durante la construcción del proyecto. Se calcula como un porcentaje de los costos totales, dependiendo de las diferentes plantas y tecnologías (UPME, 2005).

**Tabla 4-9:** Análisis de costos de ingeniería.

Tipo de Central		Costo de Ingeniería [%]
1	Picocentral (5 kW)	20%
2	Microcentral (50 kW)	15%
3	Minicentral de caída media (500 kW)	12%
4	Minicentral de baja caída (500 kW)	12%
5	PCH (10 MW)	12%
6	Central hidroeléctrica (200 MW)	12%
7	Central hidroeléctrica (600 MW)	7%

Fuente: (UPME, 2005).

**Figura 4-13:.** Análisis de costos de ingeniería.

Fuente: El Autor

Aplicando la definición de Economía de Escala:

$$f(x) = -0,794 \ln(x) + 18,832$$

Para  $t = 2$

$$X_1 = 1.500.000 \text{ KW} \rightarrow f(tx_1) = 6,9902; \quad tf(x_1) = 15,0811$$

$$X_2 = 2.000.000 \text{ KW} \rightarrow f(tx_2) = 6,7618; \quad tf(x_2) = 14,6243$$

Como  $f(tx) < tf(x)$ , cumple con la definición de economía de escala.

Aplicando el método de máximos y mínimos y puntos de inflexión:

$$f'(x) = -0,794x^{-1}$$

Como  $f' \neq 0$  implica que la función no tiene máximos o mínimos. Por lo tanto se analiza la tendencia de la ecuación de por medio del límite con  $X \rightarrow \infty$

$$\lim_{x \rightarrow \infty} = -0,794 \ln(x) + 18,832 \rightarrow -\infty$$

Como el límite no existe o tiende a menos infinito, y por definición de logaritmo, esta función posee un dominio  $\forall x > 0$ , y su imagen se encuentra entre  $(-\infty, +\infty)$  con  $f(x) \in R$ , debe haber un punto donde intercepte el eje de  $x$ . En este valor, es donde la potencia de la hidroeléctrica tendrá en mínimo costo de ingeniería.

$$-0,794 \ln(x) + 18,832 = 0$$

$$x = 19.977.732 MW \approx 20.000.000 MW$$

$$f''(x) = 0,794x^{-2}$$

Como  $f'' \neq 0$  implica que la función no tiene puntos de inflexión.

Como  $f''(x) > 0$  implica que la función es cóncava a hacia arriba y  $f'(x) < 0$ ,  $\forall x > 0$ ,  $x \in R$ , la función es decreciente. Se concluye que se presenta economía de escala.

Sin embargo, en la práctica este valor no tiene aplicación porque no existe un potencial hidroeléctrico tal grande y tampoco el costo sería cero. No obstante, permite concluir que este costo en las hidroeléctricas disminuye con el aumento en la potencia de la central.

El costo de la ingeniería con respecto a los costos totales, como porcentaje de los mismos, presentan economía de escala constante, ya que en el rango entre 500 kW y 200 MW se mantiene prácticamente igual. Sin embargo, para las hidroeléctricas mayores a 200 MW, se presenta una tendencia a disminuir, según lo muestra la figura 4.13. Por lo tanto se concluye que presenta economía de escala para centrales mayores a 200 MW.

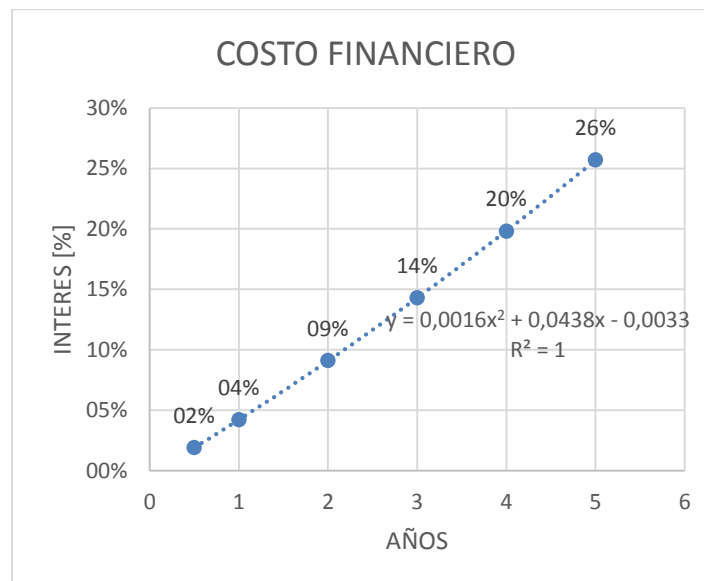
#### 4.3.11 Costos Financieros preoperativos

Es el sobre costo dado por el aumento de los costos durante el período de construcción, cuya duración depende de la tecnología y el tamaño o capacidad de las unidades, así como los intereses preoperativos, normalmente incluidos dentro de los costos de instalación. Se determina como un porcentaje de la suma de los costos; de inversión, de ingeniería e imprevistos, calculados mediante ecuaciones de interés compuesto, utilizando una tasa de interés anual del 9% (UPME, 2005).

**Tabla 4-10:** Análisis de costos financieros preoperativos

Periodo de Construcción [años]	Costo Financiero [%]
0,5	1,9%
1	4,2%
2	9,1%
3	14,3%
4	19,8%
5	25,7%

Fuente: (UPME, 2005).

**Figura 4-14:** Análisis de costos financieros preoperativos.

Fuente: El Autor

Aplicando la definición de Economía de Escala:

$$f(x) = 0,0016x^2 + 0,0438x - 0,0033$$

Para  $t = 2$

$$X_1 = 5 \text{ años} \rightarrow f(tx_1) = 0,59; tf(x_1) = 0,51$$

$$X_2 = 6 \text{ años} \rightarrow f(tx_2) = 0,75; tf(x_2) = 0,63$$

Como  $f(tx) > tf(x)$ , cumple con la definición de deseconomía de escala.

Aplicando el método de máximos y mínimos y puntos de inflexión:

$$f'(x) = 0,0032x + 0,0438$$

$$\text{Haciendo } f' = 0 \rightarrow x = -13,6875$$

$$f''(x) = 0,0032$$

Como  $f''(x) > 0$  se confirma que se presenta un mínimo en  $x = -13,6875$

Sin embargo, este resultado no es aplicable para el estudio que realizamos, porque no tiene sentido hablar de tiempos negativos. Es importante resaltar que este dato es acorde con la deseconomía de escala que presenta este componente.

Para valores de  $x > 0$  no se presenta punto de inflexión, lo que muestra que a medida que aumenta el tiempo de fabricación de la hidroeléctrica, aumentará de manera exponencial el costo de la tasa de interés. Sin embargo, es de anotar que este “costo” del dinero en la práctica, debe tener un valor límite; puesto que no puede haber una tasa de interés infinita.

Los costos financieros por su naturaleza, siempre irán en contra de lo que se define como economía de escala; la razón es, porque mientras más tiempo tome la construcción del proyecto, mayores serán los costos financieros, puesto que el riesgo será mayor. Nótese que para el caso de la tasa de interés  $R^2 = 1$ , implica que todos los datos pasan por la curva de regresión. Con esto podemos concluir que la curva de escalonamiento de la tasa de interés es cuadrática.

### SINTESIS:

Los principales componentes de los costos para la construcción de centrales hidroeléctricas y su comportamiento de economía o deseconomía de escala son los siguientes:



**Tabla 4-11:** Resumen de Resultados

Componente	Presenta Economía de Escala	Modelo	$R^2$
Estudios e investigaciones	SI	$f(x) = 10,167x^{-0,241}$	0,9784
Predios	Constante	NO APLICA	NO APLICA
Infraestructura	SI	$f(x) = 8.274,6x^{-0,374}$	0,6289
Obras de presa o azud	No	$f(x) = 4E^{-10}x^2 + 4E^{-5}x + 210,18$	0,213
Captaciones y Desarenadores	SI	$f(x) = 821,15x^{-0,289}$	0,9987
Conducciones	SI	$f(x) = 20,444x^{-0,559}$	0,9409
Casa de Máquinas	SI	$f(x) = 1.563,7x^{-0,268}$	0,6289
Descarga	SI	$f(x) = 17,107x^{-0,563}$	0,9685
Equipos hidromecánicos, de Generación y auxiliares	SI	$f(x) = 1.975,6x^{-0,199}$	0,9571
Ingeniería	SI	$f(x) = -0,794 \ln(x) + 18,832$	0,7445
Costos Financieros preoperativos	NO	$f(x) = 0,0016x^2 + 0,0438x - 0,0033$	1

Fuente: El Autor

Se puede observar como 8 de los 11 componentes estudiados presentan economía de escala. Esto es un indicador de que al realizar de manera correcta y coherente el presupuesto y la construcción de la hidroeléctrica, de los 3 segmentos (económico, ambiental, social), el económico podría presentar un mejor comportamiento para costos.



## 5. Conclusiones y Recomendaciones

### 5.1 Conclusiones

Se obtiene como conclusión principal que ningún modelo presentó cambios en su comportamiento para el rango o dominio analizados. Esto debido a que todos los modelos arrojaron como resultado funciones de tipos crecientes y/o decrecientes en todo el intervalo estudiado, lo que implica que no existieron máximos, mínimos o puntos de inflexión.

Como no existieron estos puntos críticos, el análisis beneficio-costo siempre será mayor mientras más grande sea la hidroeléctrica; puesto que tales puntos representan donde se obtendría el mejor beneficio-costo.

La mayoría de los componentes analizados presentan economías de escala, sin embargo es posible que los costos globales, arrastrados principalmente por el componente *PRESA*, puedan presentar deseconomías de escala. Esto debido a que dicho componente es el que demanda la mayor parte del presupuesto. Por lo tanto podemos concluir lo siguiente: El costo de construir un embalse no es siempre proporcional a su capacidad, debido a la necesidad de adaptar el terreno y tomar el desnivel con la casa de máquinas. El principal ejemplo es la construcción de la presa que afecta el costo a través de la altura y esta altura necesaria para acomodar una capacidad disponible, se va multiplicando hasta el punto de que “una presa de 100Mts de altura cuesta 4 veces más comprado con el costo de una presa de 50 m.” (Ansar et al., 2014). Para nuestro modelo, se obtiene un resultado donde es claro que los costos suben a medida que aumenta el tamaño de la presa. Esta tendencia creciente del costo de la presa es una conclusión común en ambos estudios realizados por (Ansar et al., 2014) y (Soovakol, Gilbert, & Nugent, 2014). Por lo tanto, este componente de generación implican importantes deseconomías de escala”.

Los componentes analizados para cada tipo de central hidroeléctrica, presentan economías de escala excepto el componente PRESA o AZUD y el componente COSTOS FINANCIEROS PREOPERATIVOS. Todos los componentes que dieron como resultado economías de escala, presentaron una tendencia a cero; lo que permite concluir, que mientras más grande la hidroeléctrica, menores serán los costos de construcción por kW instalado.

Se puede deducir que al momento realizar y ejecutar el presupuesto de una central hidroeléctrica, es necesario tener una especial atención en los componentes que tienden a presentar deseconomías de escala; las cuales son PRESA o AZUD y COSTOS FINANCIEROS PREOPERATIVOS, pues mientras más grande sea el proyecto, mayor será el costo de estas. En consecuencia, el aumento de la capacidad de producción, cuando se pasa de pequeñas centrales a centrales hidroeléctricas, experimenta una elevación considerable de los costos preoperativos, manifestándose una deseconomía de escala en el componente más relevante de la estructura de costos de un proyecto hidroeléctrico, la Presa. Este comportamiento sugiere una evaluación del tamaño del proyecto, como elemento relevante al momento de analizar la pertinencia del megaproyecto.

De los 11 componentes estudiados:

- Siete modelos cumplen condiciones de tipo potencial
  - Estudios e investigaciones
  - Infraestructura
  - Captaciones y Desarenadores
  - Conducciones
  - Casa de Máquinas
  - Descarga
  - Equipos hidromecánicos, de Generación y auxiliares
- Dos modelos cumplen condiciones de tipo polinómica cuadrática
  - Obras de presa o azud
  - Costos Financieros preoperativos
- Un modelo cumple condiciones de tipo logarítmico
  - Ingeniería

- Este modelo posee una particularidad. Como el límite de esta función no existe, implica que el costo de ingeniería tenderá a menos infinito ( $-\infty$ ), lo cual no tiene aplicabilidad en este estudio. Sin embargo, se pudo constatar que este componente cumple con economía de escala, a medida que aumenta la capacidad de la hidroeléctrica. Con el fin de saber cuál es el punto que de este límite donde la potencia haría el costo cero, se calculó el valor de 20.000.000MW.
- El componente predios no se modela porque se asume un precio específico, dado el cual se mantiene constante para la obra. Por lo general estos precios son establecidos por los entes gubernamentales.
- Las economías de escala se definen generalmente, en términos del aumento relativo en la salida, como resultado de un aumento proporcional en todas las entradas. Sin embargo, para las hidroeléctricas, es más apropiado representar las economías de escala como una relación entre el potencial de generación y el costo de cada componente.

En todos los proyectos de centrales hidroeléctricas se presentan retrasos en el calendario y sobrecostos, principalmente debido a la falta de información que permitan ser más asertivos a la hora de planear dichos proyectos.

Los Mega-Proyectos hidroeléctricos están propensos y son muy sensibles de sufrir sobrecostos, debido a la falta de conocimiento y aprendizaje de otras hidroeléctricas ya construidas. Esto es, no se toma en cuenta lo aprendido en proyectos pasados.

Para los cuatro componentes que se pudieron verificar (Presa, Captaciones y Desarenadores, Casa de Máquinas y Descarga), los errores absolutos y relativos arrojados fueron variables.

Para la componente Presa, se presenta un error “moderado”, pero como el  $R^2$  es bajo, el modelo requiere de una muestra mayor que permita un mejor grado de confianza en el mismo. Importante resaltar que para este componente, se incluye una causa adicional a las expuestas por (Ansar et al., 2014) y (Soovakol, Gilbert, & Nugent, 2014), quienes hablan de “la ilusión psicológica y el engaño político”. En este componente se incluye la incertidumbre al momento de realizar el presupuesto debido al “alto peso” que posee en el mismo.

Para el componente Captación, se presenta un error “moderado” y con  $R^2$  muy fuerte por lo que el modelo se puede aceptar. Según el modelo, el manejo del presupuesto para este componente fue bueno.

Para los componentes Casa de Máquinas y Descarga, se presentaron errores “altos” pero con  $R^2$  fuertes, por lo que los modelos fueron aceptados. Esto muestra que los costos reales de los dos componentes se elevaron por encima de lo que deberían haber presupuestado. Para estas dos componentes se cumple lo enunciado por (Ansar et al., 2014) y (Soovakol, Gilbert, & Nugent, 2014) en sus estudios de sobrecostos de las represas.

## 5.2 Recomendaciones

Un estudio posterior a este trabajo puede ser la búsqueda de conocer el impacto que cada componente posee sobre el presupuesto global del proyecto hidroeléctrico. Es decir, cuantificar que tan representativo en el presupuesto es cada componente. Esto permitiría concluir de forma inequívoca, al incluir el análisis realizado en este trabajo de grado, si los costos de las centrales hidroeléctricas cumplen con economía de escala de manera global.

También sería de gran utilidad poder aumentar la muestra de hidroeléctricas, con el fin de hacer los modelos más cercanos a la realidad.

Un componente que debe ser estudiado de forma particular, es la de ingeniería, pues fue la única que presentó un modelo de tipo logarítmico.

Obtener información adicional de costos reales de hidroeléctricas en Colombia, que permitan verificar la exactitud de los modelos planteados para los componentes a los que no se les pudo realizar el análisis de error absoluto y relativo, con el fin poder revisar qué tan ajustados se encuentran a la realidad.

## 6. Bibliografía

Ansar, A. (2013). *¿Hay que construir más grandes represas?* Reino Unido: Oxford.

Ansar, A., Flyvbjerg, B., & Budzier, A. (2012). *Big is Fragile: The Effects of Temporal Uncertainty and Sunk Costs on the Outcomes of Big Ventures*. Saïd Business School, University of Oxford.

Ansar, A., Flyvbjerg, B., Budzier, A., & Lunn, D. (2014). Should we build more large dams? The actual costs of hydropower. *Energy Policy*, 43-56.

Ansar, A., Flyvbjerg, B., Budzier, A., & Lunn, D. (2014). Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. *Energy Policy*, 69, 43–56.

Ansar, A., Flyvbjerg, B., Budzier, A., & Lunn, D. (2014). Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. *Energy Policy*.

Ansar, A., Flyvbjerg, E., Budzier, A., & Lunn, D. (2013). ¿Hay que construir más grandes represas? *Política Energética*, 1-14.

Arriagada D., E., & Peralta A., V. (12 de 2008). Error Absoluto, Error Relativo. Santiago de Chile, Chile. Obtenido de <http://colabora.inacap.cl/sitios/merlot/Materiales%20MerlotChile/mlcastro/Ciencias%20y%20Tecnolog%C3%ADa/F%C3%ADsica/Manuales%20F%C3%ADsica%20Mec%C3%A1nica/Error%20absoluto%20error%20relativo.pdf>

Bacon, R., & Besant-Jones, J. (1998). Estimating construction costs and schedules: experience with power generation projects in developing countries. *Energy Policy*(26), 317–333.

- Bakker, K. (1999). The politics of hydropower: developing the Mekong. (18), 209 - 232.
- Berthouex, P. M., & Brown, L. C. (2002). Statistics for environmental engineers. *CRC Press*.
- Besanko, D., Dranove, D., Shanley, M., & Schaefer, S. (2004). *Economics Of Strategy*. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, Inc.
- Billington, D., & Jackson, D. (2006). Big Dams of the New Deal Era: A Confluence of Engineering and Politics. *University of Oklahoma Press*.
- Byrne, J., & Hoffman, S. M. (1996). The ideology of progress and the globalisation of nuclear power. (H. S. Byrne John, Ed.) 11-46.
- CACME. (2015). *Programas de formación de líderes energéticos*. Recuperado el mayo de 2016, de <http://www.lideresenergeticos.org.ar/programa>,
- Christensen, L., & Greene, W. (1976). *Economics of Scale in U.S. Electric Power Generation*. The Journal of Political Economy.
- Congreso de la Republica. (n.d.) Ley N° 1150 de 2007. Bogotá, D.C.: Diario Oficial 46.691
- Corden, W. M. (1972). Economies of Scale and Customs Union Theory. *Journal Political Economy*.
- Dawes, R., Faust, D., & Meehl, P. (1989). Clinical versus actuarial judgment. *Science*(243), 1668–1674.
- Flyvberg, B. (2005). Design by deception: the politics of megaproject approval. *Harv Des Mag*, Spring/Summer:50-9.
- Flyvbjerg, B. (2003). Delusions of success: comment on Dan Lovallo and Daniel Kahneman. *Harv. Bus. Rev*(81), 121–122.
- Flyvbjerg, B., Skamris, H. M., & Buhl, S. (2004). What causes cost overrun in transport infrastructure projects? *Transp Rev*, 24(1):3-18.
- Ford, A. (2002). Boom and bust in power plant construction: lessons from the California electricity crisis. *J Ind Compet Trade*, 2(1-2):59-74.



- García, J. L. (2014). *Recursos energéticos globales. Encuesta 2013*. COCME -Secretaría técnica -Cómite colombiano del WEC.
- Hitiris, T., & Vallés, J. (1999). *Economía de la Unión Europea*. Prentice-Hall, 4.<sup>a</sup> ed.
- HRW - Hydro Review Worldwide. (1999-2003).
- Hurtado, W. A. (2011). Estimacion de Costos de Proyectos Hidroelectricos en Colombia. *Tesis*. Medellin, Antioquia, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- IDE World Bank. (1997). *El criterio del costo mínimo*. Medellín.
- Kahneman, D., & Lovallo, D. (1993). Timid choices and bold forecasts: a cognitive perspective on risk taking. *Manage.Sci*, 17 - 31.
- Kahneman, D., & Tversky, A. (1979). Intuitive prediction: biases and corrective procedures.
- Kirschen, D., & Strbac, G. (2004). *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley & Sons, Ltd.
- Leithold, L. (1992). *El Cálculo Con Geometría Analítica*. Mexico D.F.: Harla S.A. de C.V.
- Luehrman, T. (1998). Strategy as a portfolio of real options. *Harv. Bus. Rev*(76), 89 - 101.
- Marshall, A. (1890). *Principios de Economía Política*. Aguilar 1957.
- Martin Simon, J. L. (2003). Economías de Escala. Economías externas e integración económica. *Cuadernos de Estudios Empresariales*, 203-214.
- Martinez Cardenas, E., & Ramirez Mora, J. (June de 2006). La Corrupcion en la Contratacion Estatal Colombiana una Aproximacion desde el Neoinstitucionalismo. *Reflexión Política*, 8 (15), 148 - 162.
- McCully, P. (2001). *Silenced Rivers: the Ecology and Politics of Large Dams*. London: Zed Brooks.
- Molina, G., & Rodrigo, M. (2010). [http://ocw.uv.es/ciencias-de-la-salud/pruebas-1/1-3/t\\_09nuevo.pdf](http://ocw.uv.es/ciencias-de-la-salud/pruebas-1/1-3/t_09nuevo.pdf).

- Müller, A., & Perdomo, J. (s.f.). El Fluctuante Concepto de Economías de Escala: Algunas Hipotesis de Investigacion. Buenos Aires, Argentina: Universidad de Buenos Aires - UBA; CEPED Centro de Estudios Sobre Poblacion, Empleo y Desarrollo.
- Nilsson, C., Reidy, C., Dynesius, M., & Revenga, C. (2005). Fragmentation and flow regulation of the world's large river systems. *Science*(308), 405 - 408.
- Otero, D. (09 de Noviembre de 2015). ¿Tendremos apagón? *Razón Pública*.
- Posadas Chinchilla, A. M. (s.f.). Determinacion de Errores y Tratamiento de Datos. Almeria, España: Facultad de Ciencias Experimentales. Obtenido de <https://w3.ual.es/~aposadas/TeoriaErrores.pdf>
- Republica, C. d. (2007). Diario Oficial Ley N° 1150. (n.d.)(46.691). Bogotá.
- Rojas López, M. D., Valencia Corrales, M. E., & Cuartas Parra, D. (2017). Optimización Racional de Costos. *Espacios*, 38, 35.
- Ruuska, I., Ahola, T., Artto, K., Locatelli, G., & Mancini, M. (2011). A new governance approach for multi-firm projects: lessons from Olkiluoto 3 and Flamanville 3 nuclear power plant projects. *Int J Proj Manag*, 29(6):647-60.
- Saber, G., & Lee, A. (2003). *Linear regression analysis*. New York: Wiley and Sons.
- Serpa, Ó. G. (20 de Agosto de 2015). Tensiones por costos en la generación de energía. *El Espectador*.
- Soovakol, B. K., Gilbert, A., & Nugent, D. (2014). Risk, innovation, electricity infrastructure and construction cost overruns: Testing six hypotheses. *Energy*, 906-917.
- Sovacool, B. K., Gilbert, A., & Nugent, D. (2014). Risk, innovation, electricity infrastructure and construction cost overruns: Testing six hypotheses. *Elsevier Ltd*.
- Sovacool, B., & Cooper, C. (2013). *The Governance of Energy Megaprojects: Politics, Hubris and Energy Security*. Cheltenham, U.K.: Edward Elgar.
- Stone, R. (2011). Hydropower. The legacy of the Three Gorges Dam. *Science*(333), 817.

- Train, K. E. (1991). *Optimal Regulation: The Economic Theory of Natural Monopoly*. MIT Press.
- Tversky, A., & Kahneman, D. (1974). Judgment under uncertainty: heuristics and biases. *Science*, 185, 1124 - 1131.
- U.S. Energy Information Administration, EIA. (1986). *An analysis of nuclear power plant construction costs*. Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, U.S. Department of Energy, Washington, DC.
- UPME. (2005). *Costos Indicativos de Generacion Electrica en Colombia*. BOGOTÁ.
- UPME. (2005). *Costos Indicativos de Generación Eléctrica en Colombia*.
- UPME. (2013). *Estudio de Generacion Electrica Bajo Escenario de Cambio Climatico*. Bogota.
- UPMEa. (2013). *Proyección de Demanda de Energía Eléctrica En Colombia*. Bogotá.
- Vélez, L. (2011). *Aspectos económicos de los proyectos del sector público*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia -Facultad de Minas.
- Vélez, L. (2016). *Valoracion de Externalidades en Cuencas Hidroeléctricas*. Medellín.
- Vélez, L. (2016). *Valoracion de Externalidades en Cuencas Hidroeléctricas*. Medellín.
- Velez, L. D. (2011). *Aspectos economicos de los proyectos del sector publico*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- Vélez, L. D. (2011). *Aspectos económicos de los proyectos del sector público*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia -Facultad de Minas.
- Vélez, L. D. (2016). *Valoracion de Externalidades en Cuencas Hidroeléctricas*. Medellín.
- Vélez, L. D. (2016). *Valoracion de Externalidades en Cuencas Hidroeléctricas*. Medellín.
- Vélez, L. D. (2016). *Valoracion de Externalidades en Cuencas Hidroeléctricas*. Medellín.

- Vélez, R. (2016). *Efectos fiscales de los asentamientos hidroeléctricos*. Medellín: Semestre Económico. U.de.M.
- Viner, J. (1950). *The Customs Union Issue*. N. York: Carnegie Endowment for International Peace.
- Viscusi, K. W., Vernon, J., & Harrington, J. (1995). *Economics of Regulation and Antitrust*. MIT Press.
- Wachs, M. (1989). When planners lie with numbers. *J. Am. Planning Assoc.*(55), 476 - 479.
- Walpole, R. E., Myers, R. H., Myers, S. L., & Ye, K. (2007). *Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias* (Octava ed.). Mexico: Pearson Educacion.
- World Bank. (1970). *Staff Appraisal Report (pu-31a) of the Chivor Hydroelectric Project, Interconexion Electrico S.A., Colombia*. Washington, DC.: The World Bank.
- World Bank. (1996). *Estimating Construction Costs and Schedules: Experience with Power Generation Projects in Developing Countries. (WTP325)*. Washington, DC.
- World Bank. (1997). *Procurement investment*. Washington, D.C.
- World Commission on Dams (WCD). (2000). *Cross-Check Survey: Final Report*.
- Wyman, O. (2015). *2015 Energy Trilemma Index*. London, United Kingdom : WEC -World Energy Council.